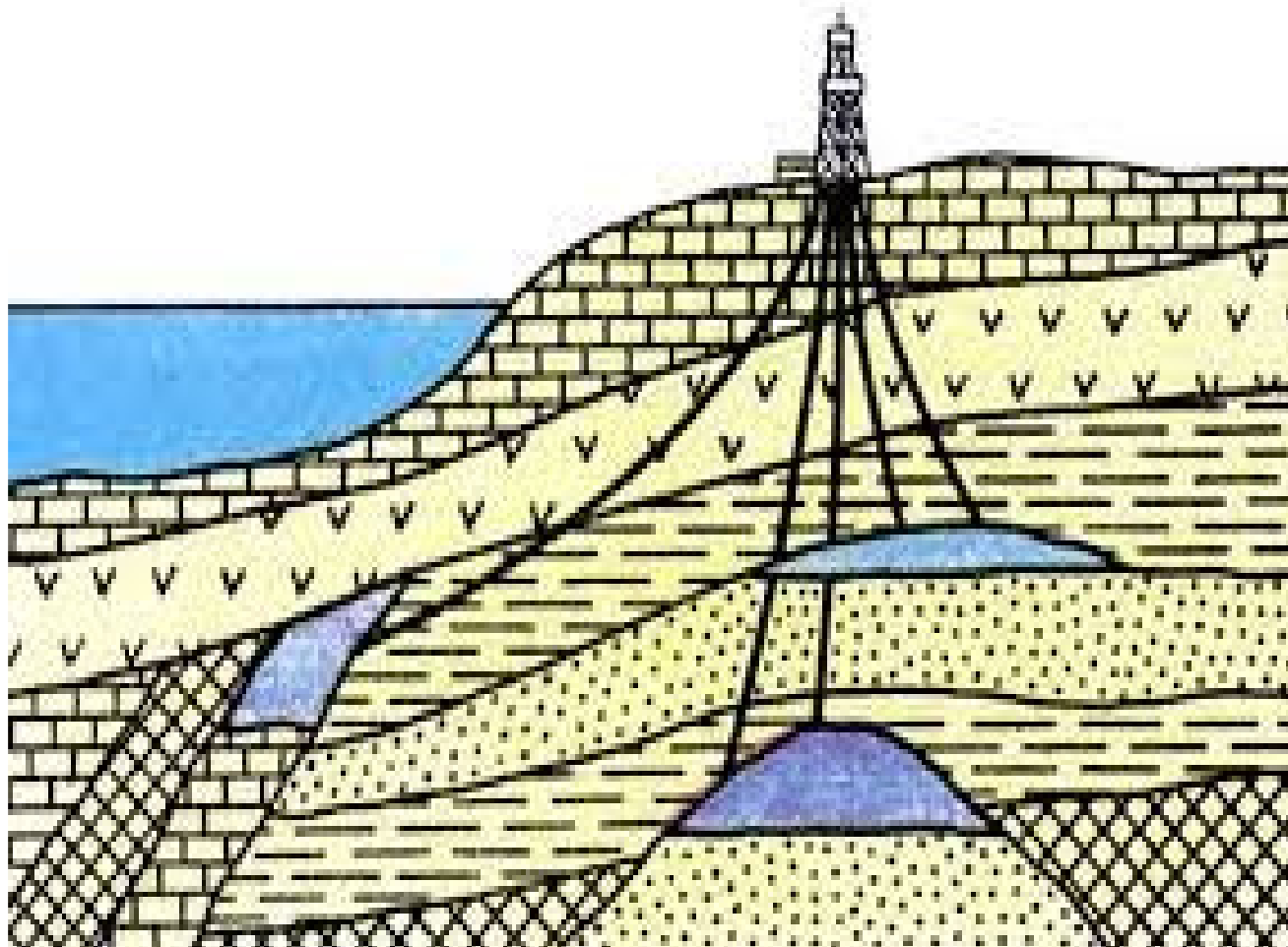


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. Бекетова**

О. І. Наливайко, О. В. Ромашко, Н. І. Капцова



**ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ
ІЗ ФІЗИКИ НАФТОВОГО, ГАЗОВОГО ТА
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПЛАСТА**

НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНИЙ ПОСІБНИК

**Харків
2019**

УДК 378.147:622
ББК Ч481.268*622

Автори:

Наливайко Олександр Іванович, доцент кафедри нафтогазової інженерії і технологій ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, кандидат технічних наук, доцент;

Ромашко Олександр Васильович, доцент кафедри нафтогазової інженерії і технологій ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, кандидат технічних наук, доцент;

Капцова Наталія Іванівна, доцент кафедри нафтогазової інженерії і технологій ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, кандидат технічних наук, доцент

Рецензенти:

Сопов Віктор Петрович, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедрою фізико-хімічної механіки та технології будівельних матеріалів і виробів ХНУБА

Ільченко Борис Самуїлович, доктор технічних наук, професор, професор кафедри нафтогазової інженерії і технологій ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, академік Української нафтогазової академії;

Рекомендовано до видання Вченою радою ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, протокол № 13 від 31 травня 2019 р.

Л12 Лабораторний практикум із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта: навч.-методич. посібник /
О. І. Наливайко, О. В. Ромашко, Н. І. Капцова; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова [та ін.].
Харків : ФОП Панов А.М., 2019. 86 с.
ISBN 987-617-7859-15-3

Навчально-методичний посібник «Лабораторний практикум із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта» призначений для студентів нафтогазових спеціальностей. У ньому розглянуто методику проведення досліджень фізичних властивостей пластів і представлено типові алгоритми розв'язання фахових проблем. До кожної лабораторної роботи представлено теоретичні відомості з теми дослідження й описано теоретичні передумови технологічних розрахунків та проектування свердловин на основі здійснюваних процесів.

Призначений для студентів ЗВО спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія і технології як навчально-методичний посібник, а також науковим і інженерним фахівцям нафтової і газової промисловості.

Код 60.20.08.01

УДК 378.147:622

ISBN 987-617-7859-15-3

© О.І. Наливайко, О. В. Ромашко,
Н.І. Капцова, 2019

© ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. 2019

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА.....	4
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ І ОФОРМЛЕННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ.....	5
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №1. Визначення відкритої пористості порід- колекторів методом насичення.....	7
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2. Визначення газо-, водо-, нафто- проникності гірських порід.....	12
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3. Визначення карбонатності гірських порід.....	18
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №4. Визначення кінематичної в'язкості й щільності пластової води.....	21
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №5. Визначення щільності газу.....	25
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №6. Визначення вологовмісту в природному газі..	29
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №7. Визначення температури насичення нафти і газоконденсату парафіном.....	33
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №8. Визначення тиску насичення.....	36
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №9. Визначення кількості зв'язаної води в породі.....	39
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №10. Визначення фільтрації при низькому тиску та температурі за стандартами API.....	42
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №11. Визначення поверхневого натягу на межі розділу фаз.....	44
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №12. Визначення фазової проникності для системи «газ – вода».....	47
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №13. Визначення ємнісних параметрів пористого середовища за падінням пластового тиску.....	55
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №14 «Визначення вмісту твердої фази й рідких змащувальних добавок.....	59
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №15. Визначення вмісту іонів кальцію (Ca^{2+}) та магнію (Mg^{2+}).....	62
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №16. Методи визначення хімічного складу пластових вод.....	65
ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №17. Визначення густини нафти ареометром...	74
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ.....	77
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	79
ДОДАТКИ.....	82

ПЕРЕДМОВА

Навчальний посібник «Лабораторний практикум із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта» містить теоретичні основи, опис лабораторних установок, порядок проведення експериментів, завдання для вирішення завдань. Кожна лабораторно-практична робота завершується контрольними питаннями. Навчальний посібник дозволить вивчити властивості гірських порід, властивості вуглеводнів і основні нафтогазопромислові процеси в навчальних лабораторіях вузу, допоможе студентам раціональніше використовувати навчальний час, своєчасно і якісно готуватися до лабораторно-практичних занять.

Рекомендується наступний порядок виконання лабораторно-практичних робіт. Спочатку студенту слід вивчити теоретичні основи досліджуваного процесу. Далі необхідно ознайомитися з пристроєм установок і приладів, з порядком проведення експериментів, а також підготувати робочі форми таблиць, які слід заповнювати при проведенні дослідів. При проведенні дослідів потрібно строго виконувати приписи інструкцій, правила безпеки та вказівки викладача.

При розробленні та експлуатації газових і газоконденсатонафтових родовищ необхідні дані про колекторські властивості гірських порід. Також важливе й знання фізико-хімічних властивостей свердловинної продукції, потрібних для опису процесів фільтрації пластових флюїдів, підготовки рекомендацій до підвищення компонентовіддачі пластів.

Матеріали, які розміщені в курсі «Фізика пласта», необхідні в майбутньому для вивчення інших дисциплін.

У лабораторному практикумі розглядаються методи вивчення колекторських властивостей гірських порід, фізико-хімічні властивості свердловинної продукції. Наведено опис основної лабораторної апаратури, приладів, допоміжних пристроїв, їх будови та принципів роботи.

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ І ОФОРМЛЕННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ

Кожна лабораторна робота оформляється студентом індивідуально за наступною схемою.

Зміст лабораторної роботи:

- 1) мета роботи (наводиться до кожної лабораторної роботи);
- 2) короткі теоретичні відомості (із наведених до кожної лабораторної роботи теоретичних відомостей, студент вибирає найважливіші пункти);
- 3) експериментальна частина;

3.1) назва досліду, хід і дані досліду:

з наведеної в посібнику послідовності виконання досліду і записів в робочому зошиті вибрати коротку інформацію, що відображає:

- умови проведення досліду (концентрації речовин, температура і т. д., звернувши увагу на сталість цих параметрів або їх зміну);
- основні етапи проведення експерименту (опис послідовності виконання досліду);
- дані досліду оформляються або у вигляді таблиць або у вигляді короткого опису зовнішньої ознаки реакції, що спостерігається (зміна забарвлення, випадання осаду, виділення газу);

3.2) розрахунок і аналіз даних, або аналіз результатів спостережень:

- наводяться розрахункові формули в загальному вигляді, вказується послідовність їх перетворення;
 - чисельні значення усіх величин підставляються в рівняння з урахуванням їх розмірності; відповідно до вимог будуються графіки, обов'язково записується рівняння в молекулярній або іонній формах тієї реакції, яка лежить в основі експерименту;
- в аналізі даних слід пояснити отримані результати, а саме:
- встановити характер залежності, що спостерігалась;
 - з'ясувати причину цієї залежності, використовуючи теоретичний матеріал;
 - дати вичерпні відповіді на всі поставлені питання і виконати всі завдання кожного досліду

3.3) висновки:

висновок робиться за кожним дослідом як коротке узагальнене повідомлення про отриманий результат, наприклад: "встановлена залежність"; "показано, що"; "результати дослідів узгоджуються (підтверджують і т. д.) з такими-то теоретичними положеннями".

4) відповіді на контрольні питання:

питання або умови завдань наводяться повністю або в скороченому вигляді; відповіді і рішення завдань мають бути повними і вичерпними.

До захисту роботи допускаються студенти, що виконали лабораторну роботу і представили оформлений звіт про виконання всіх передбачених лабораторних досліджень.

Звіт має бути оформлено відповідно до ДСТУ 3008:2015 з одного боку аркуша формату А 4 (поля: верхнє, нижнє, ліве – 20 мм; праві – 10 мм) чорнилом або пастою. Номер сторінки проставляють арабськими цифрами у правому верхньому куті сторінки без крапки в кінці. Титульний аркуш включають до загальної нумерації сторінок. Розділи, підрозділи, пункти, підпункти нумеруються арабськими літерами. Зміст роботи розташовують на окремій сторінці після титульного аркуша. У кінці роботи необхідно навести перелік використаної під час виконання лабораторного циклу робіт навчальної та методичної літератури. Оформлення посилання на джерело літератури повинне відповідати його бібліографічному опису згідно із чинними стандартами бібліотечної та видавничої справи.

Лабораторна робота або практикум завершуються складанням і захистом звіту. Звіт складається за встановленою в ЗВО формі і відповідно до вказівок викладача. Всі розрахунки повинні бути виконані в Міжнародній системі одиниць (СІ). Необхідною умовою успішного захисту звіту є бездоганне знання відповідей на всі контрольні питання.

Загальний висновок. Лабораторні роботи оформляються в такій послідовності:

- стисло і чітко викласти мету роботи;
- навести схему лабораторної установки й подати методику проведення дослідів;
- викласти результати дослідів у табличному вигляді;
- представити методику обробки результатів вимірювання;
- зробити висновки.

З метою зручності виконання лабораторних робіт в кінці навчального посібника надано довідковий матеріал (Додатки 1-3).

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №1

Визначення відкритої пористості порід-колекторів методом насичення

Мета роботи: вивчення методики визначення коефіцієнта відкритої пористості та визначення його значення на природних зразках гірської породи.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) вакуумна шафа з вакуумним насосом;
- 2) зразки гірської породи;
- 3) вимірювальний інструмент;
- 4) кристалізатор або ексикатор;
- 5) дистильована вода або гас;
- 6) електронні ваги.

Опис приладу (рис. 1).

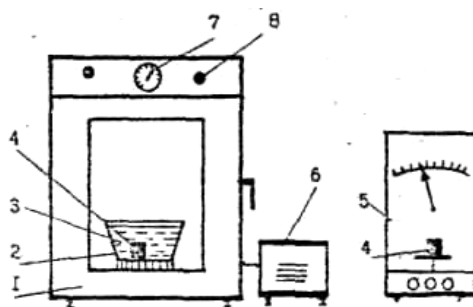


Рисунок 1 – Прилад для визначення відкритої пористості

Для визначення відкритої пористості гірських порід використовується вакуумна шафа 1, у якій міститься ексикатор або кристалізатор 2, із водою чи керосином 3. Зразки гірської породи 4 зважують в сухому вигляді на електронних вагах 5 і розміщують в ексикаторі 2. Вакуум створюється за допомогою вакуумного насоса й контролюється вакуумметром 7. Розгерметизація шафи проводиться за допомогою вентилі 8.

Загальні поняття

Під пористістю гірської породи розуміють наявність у ній порожнеч – пор. Коефіцієнтом повної (або абсолютної) пористості m_p називається відношення сумарного об'єму пор $V_{пор}$ у зразку породи до видимого його об'єму $V_{обр}$, (1):

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}. \quad (1.1)$$

Вимірюється пористість у частках одиниці або відсотках. За походженням пори та інші порожнечі підрозділяються на первинні й вторинні. До первинних відносять порожнечі методу зернами, проміжки між площинами нашарування тощо, які утворюються в процесі осадо накопичення і формування породи.

Вторинні пори утворилися в результаті подальших процесів розлому і дроблення породи, розчинення, виникнення тріщин унаслідок скорочення породи, наприклад унаслідок доломітизації тощо. Структура порового простору порід зумовлена гранулометричним складом частинок, їх формою, хімічним складом порід, походженням пор, а також співвідношенням великих пор до малих. Великою мірою властивості пористих середовищ залежать від розмірів порових каналів. За величиною поровий канал продуктивних пластів умовно розділяється на три групи:

- 1) надкапілярні – розміри 0,5 мм;
- 2) капілярні – від 0,5 до 0,0002 мм;
- 3) субкапілярні – менше ніж 0,0002 мм.

По крупних (надкапілярних) каналах і порах рух нафти, води й газу відбувається вільно, а по капілярах – за значної участі капілярних сил.

У субкапілярних каналах рідини настільки значно утримуються силою тяжіння стінками каналів (унаслідок малої відстані між стінками каналу рідина знаходиться в сфері дії молекулярних сил, матеріалу стінок), що практично в природних умовах переміщуватися не можуть. Породи, пори яких представлені в основному субкапілярними каналами, незалежно від пористості, практично не проникні для рідин і газу (глина та глинисті сланці).

Добрими колекторами є ті породи, пори яких представлені в основному капілярними каналами достатньо великого перетину, а також надкапілярними порами.

Із сказаного виходить, що при тих, що існують в природних умовах, перепадах тиску не в усіх порожнечах рідина і газ знаходяться в русі. Разом із повною пористістю введені ще поняття коефіцієнта відкритої пористості, а також коефіцієнтів, які характеризують статичну та динамічну корисну ємність колектора.

Коефіцієнтом відкритої пористості прийнято називати відношення об'єму відкритих пор, що сполучаються, до об'єму зразка. Статична корисна ємність колектора характеризує об'єм пор і порожнеч, які можуть бути зайняті нафтою й газом. Ця величина позначається через P_c і визначається як

різниця відкритої пористості та частки об'єму пор, зайнятою залишковою водою.

Залежно від перепадів тиску, що існують у пористому середовищі, властивостей рідин і характеру поверхні порід та або інша частина рідини не рухається в порах. Сюди належать нерухомі плівки біля поверхні породи, капілярно утримана рідина й т. ін. Динамічна корисна ємність колектора характеризує відносний об'єм пор і порожнеч, через які може відбуватися фільтрація нафти й газу в умовах, що існують у пласті.

Із визначення поняття повної та відкритої пористості впливають такі співвідношення, які використовуються для вимірювань:

$$m_0 = \frac{V_{o.por}}{V_{обр}} = \frac{G_2 - G_3 / \rho_z}{G_2 - G_1 / \rho_z} = \frac{G_2 - G_1}{G_2 - G_3} \quad (1.2)$$

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зер}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{обр}}; \quad (1.3)$$

$$m_0 = \frac{V_{o.por}}{V_{обр}} = \frac{G_2 - G_3 / \rho_z}{G_2 - G_1 / \rho_z} = \frac{G_2 - G_1}{G_2 - G_3}, \quad (1.4)$$

де: m_n – повна пористість;
 m_0 – відкрита пористість;
 $V_{пор}$ – об'єм пор;
 $V_{o.por}$ – об'єм відкритих пор;
 $V_{обр}$ – об'єм зразка;
 $V_{зер}$ – об'єм зерен;
 G_1 – маса сухого зразка в повітрі;
 G_2 – маса насиченого водою зразка в повітрі;
 G_3 – маса насиченого водою зразка у воді;
 ρ_z – щільність води.

Методика проведення дослідів (див. рис. 1)

Проекстраговані та висушені до постійної маси зразки гірської породи 4 зважують на аналітичних вагах 5. Заздалегідь за допомогою вимірювальних інструментів (лінійка, штангель-циркуль) вимірюють розміри зразків (діаметр і висота) – для підрахунку видимого об'єму зразка гірської породи.

Після цього зразки поміщають в ексикатор 2, який заповнений рідиною насичення (вода або гас) 3. Ексикатор із зразками й рідиною насичення вміщують у вакуумну шафу І. Перед пуском вакуумного насоса 6 закривають вентиль 8 та кришку шафи. Створення вакууму у шафі контролюється вакуумметром 7. Після закінчення 35 – 40 хвилин після початку вакуумування вакуумний насос відключають. Для відкриття кришки вакуумної шафи необхідно відкрити вентиль 8 для впускання в шафу повітря. Насичені водою або гасом зразки зважують, визначають приріст маси зразка. Результат заносять у таблицю 1.

Таблиця 1 – Результати дослідів за визначенням пористості зразків гірської породи

Номер зразків	Маса сухого зразка G_1 , г	Маса насиченого зразка G_2 , г	Приріст маси зразка ΔG , г	Об'єм зразка $V_{обр}$, г	Пористість насичення зразка m , %
1					
2					
3					

Коефіцієнт пористості розраховують за формулою

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} \cdot 100 \quad \% \quad , \quad (1.5)$$

де: $V_{пор}$ – об'єм пор зразка гірської породи;
 $V_{обр}$ – видимий об'єм зразка гірської породи.

Об'єм пор гірської породи визначається як відношення приросту маси зразка ΔG до щільності рідини насичення $\rho_{ж.н.}$:

$$V_{пор} = \Delta G / \rho_{ж.н.} \quad , \quad (1.6)$$

Якщо зразки гірської породи не мають правильної геометричної форми, то для визначення коефіцієнта пористості використовується метод І. А. Преображенського або Мельчера, для розрахунку об'ємів зразків використовується закон Архімеда.

Контрольні питання

1. Що називають пористістю гірської порода?
2. Які коефіцієнти пористості розрізняють у нафтопромисловій практиці й для чого необхідно знати ці коефіцієнти?
3. Які методи визначення коефіцієнтів пористості існують?
4. Які гірські породи характеризуються найбільш високими коефіцієнтами пористості та які найменшими?
5. Як розподіляються пори за розмірами порових каналів?
6. У яких каналах і порах відбувається рух пластових рідин?
7. Що таке статична і динамічна користі ємності колектора?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2

Визначення нафто-, водо- і газопроникності гірських порід

Мета роботи: вивчення апаратури та методології визначення проникності гірських порід.

Необхідні прилади й реактиви:

1. установка для визначення проникності;
2. набір природних зразків гірської породи;
3. нафта, гас, вода пласта або модель води пласта.

Опис установки (рис. 2).

Установка для визначення водо- або нафтопроникності гірської породи складається з кернотримача 1, манометрів 2 (на вході та виході з кернотримача), ємності для рідини, що фільтрується, 3, датчика постійної витрати 4, мірної колби 5 і вентилів високого тиску 6, 7, 8, 9, 10 (рис. 2).

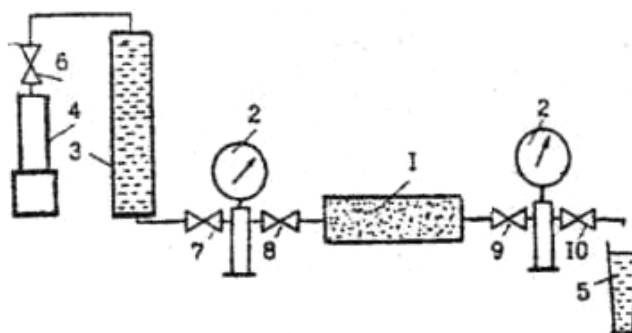


Рисунок 2 – Установка для визначення проникності

Загальні поняття

Проникність – це здатність гірської породи пропускати через себе нафту, газ і воду.

При розробленні нафтових та газових родовищ використовують різні види фільтрації нафти, газу й води або їх сумішей у пористому середовищі. До того ж проникність одного і того ж пористого середовища для кожної фази буде різною й залежатиме від кількісного та якісного складу фаз. Тому для характеристики проникності гірських порід уведено поняття абсолютної, ефективної (фазової) й відносної проникності.

Фізичні властивості гірських порід характеризує абсолютна проникність. Під абсолютною проникністю пористого середовища розуміють проникність, яка визначена за наявності в ній лише однієї якої-небудь фази хімічно інертної відносно породи. Абсолютна проникність – властивість

породи не залежить від властивостей рідини, котра фільтрується, або газу і перепаду тиску, якщо немає взаємодії флюїдів із породою.

Абсолютна проникність визначається при фільтрації через зразки газу й повітря.

Фазовою називається проникність гірської породи багатofазних систем за наявності руху в порах газу або рідини. Її значення залежить від насиченості порового простору газом або рідиною і від фізико-хімічних властивостей.

Відносною проникністю гірської породи називається відношення фазової проникності цього зразка для певної фази до абсолютної. Для оцінювання проникності порід використовують лінійний закон фільтрації Дарсі:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (2.1)$$

де: K – коефіцієнт проникності, м^2 ;
 Q – об'ємна витрата рідини за одиницю часу, $\text{м}^3/\text{с}$;
 F – площа фільтрації, м^2 ;
 μ – динамічна в'язкість рідини, $\text{Па} \cdot \text{с}$;
 Δp – перепад тиску, Па ;
 L – довжина пористого середовища, м .

У Міжнародній системі (СІ) за одиницю проникності з 1 м^2 береться проникність такого пористого середовища, якщо при фільтрації через зразок площею в 1 м^2 завдовжки в 1 м і перепаді тиску 1 Па витрата рідини в'язкістю $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ становить $1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Методика проведення дослідів

Заздалегідь проекстроговані й насичені (водою або гасом) до постійної маси зразки впаковуються в кернотримач 1. Відкривають вентилі високого тиску 6, 7, 8, 9, 10 і включають датчик постійної витрати 4. Рідина (вода або гас) з ємності 3 через манометр на вході 2 надходить у кернотримач 1. Профільтрувавшись через кернотримач, рідина надходить у мірну ємність 5. За допомогою секундоміра визначають витрату води при різних перепадах тиску, що фіксуються на манометрах 2 (дослід проводити не менше ніж при трьох різних тисках). Фільтрація повинна проходити за лінійним законом, що контролюється побудовою графіка залежності

$$Q = \frac{K \cdot F \cdot \Delta P}{\mu \cdot L} = C \cdot \Delta P, \quad (2.2)$$

У координатах Q і ΔP точки залежності $Q = C \cdot \Delta P$ повинні розташовуватися на прямій лінії.

Середні значення проникності K визначаються як співвідношення

$$K = \frac{K_1 + K_2 + K_3}{3}, \quad (2.3)$$

Усі параметри, що фіксують під час досліду, записують у таблицю і потім за формулою

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (2.4)$$

розраховують коефіцієнт проникності гірської породи при фільтрації через неї рідини (води або гасу).

Для визначення абсолютної проникності гірської породи використовують установку, представлену на рисунку 3, яка складається з джерела стислого повітря (газу) 1, редуктора (регулятора) тиску 2, кернотримача 3 і газового годинника 4.

Результати досліду записують у таблицю 2.

Таблиця 2 – Результати дослідів

Найменування вимірюваних і підрахованих величин	Позначення	Номер досліду		
		I	II	III
Діаметр зразка, м	d			
Площа перетину зразка, м ²	F			
В'язкість рідини, Па·с	μ			
Перепад тиску, Па	ΔP			
Об'єм рідини в мірнику, м ³	V			
Час досліду, с	t			
Витрата води, м ³ /с	Q			
Коефіцієнт проникності, м ²	K			
Довжина зразка, м	L			

При вимірюванні проникності порід за газом у формулу Дарсі слід підставити середню витрату газу в умовах зразка. Це викликано непостійністю його об'ємної витрати при зменшенні тиску по довжині керна. Об'єм повітря, яке пройшло через керна, вимірюють газовим годинником при атмосферному тиску на виході з них же при кімнатній температурі. Вважатимемо, що на виході зі зразка ми маємо атмосферний тиск, величину котрого можна визначити за барометром. Розподіл тиску по довжині керна вважатимемо лінійним через малі розміри керна і незначні перепади тиску. Тому середній тиск по довжині керна

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_a}{2}, \quad (2.5)$$

де: P_1 – тиск на вході в керна, МПа;
 P_a – атмосферний тиск, МПа.

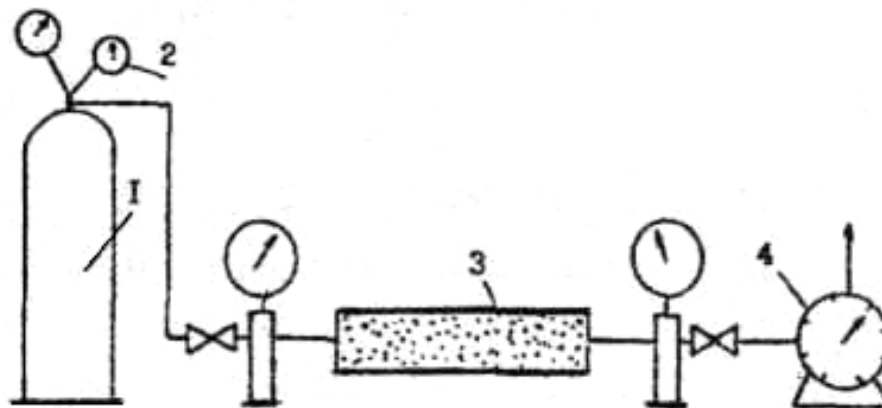


Рисунок 3 – Установка для визначення абсолютної проникності

Оскільки манометр показує надмірний тиск над атмосферним на вході в керна, то:

$$P_1 = P_A + P_{MAN}, \quad (2.5)$$

де: $P_{ман}$ – показник манометра, Па.

Тоді:

$$\bar{P} = \frac{2P_A + P_{MAN}}{2}. \quad (2.6)$$

Для приведення об'єму газу V , заміряного за газовим годинником при атмосферному тиску P_A , до середнього тиску в керні P скористаємося законом Бойля – Маріотта:

$$P_A \cdot V = \bar{P} \cdot \bar{V} \quad (2.7)$$

Звідси

$$\bar{V} = V \cdot \frac{P_A}{P} = \frac{2 \cdot P_A}{2P_A + P_{MAN}} \quad (2.8)$$

де: t – час, протягом якого через керн пройшов об'єм газу за газовим годинником.

Тоді остаточна формула для визначення коефіцієнта проникності гірської породи за повітрям при малому тиску буде такою:

$$K = \frac{V \cdot \mu \cdot L \cdot 2P_A}{t \cdot F(2P_A + P_{MAN}) \cdot P_{MAN}} \quad (2.9)$$

Виконання роботи

Проекструвавши і висушивши до постійної маси, зразки гірської породи упаковують у керн, заміряють розміри керна й редуктором 2 встановлюють тиск експерименту. Після чого вичікують 5 хвилин та заміряють витрату газу за газовим годинником. Бажано при цьому для кращої відтворюваності результатів заміряти витрату газу при кожному режимі не менше ніж 5 хвилин. Дані вимірювань заносять у таблицю 3.

Таблиця 3 – Дані вимірювань

Номер з/ч	$P_{ман}$, Па	V , м ³	t , с	K , м ²	Примітка
					$P_A =$
					$T =$
					$L =$
					$F =$

Після заповнення одного рядка таблиці змінюють швидкість фільтрації газу через керн регулюванням редуктора 2.

Після закінчення обчислень будують графік залежності витрати повітря від перепаду тиску.

Контрольні питання

1. Що називають проникністю гірської породи?
2. Які існують коефіцієнти проникності?
3. Абсолютна проникність і як вона визначається?
4. Що розуміється під фазовою проникністю і від яких чинників вона залежить?
5. Які елементи містить установка для визначення проникності порід і їх призначення?
6. Які параметри входять у формулу Дарсі для визначення проникності?
7. Які методи існують для визначення проникності?
8. Для розв'язування яких завдань розроблення нафтових і газових родовищ використовується коефіцієнт проникності?
9. Який фізичний сенс коефіцієнта проникності порід і які одиниці його вимірювання?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3

Визначення карбонатності гірських порід

Мета роботи: вивчення одного з методів визначення карбонатності гірської породи і самостійного визначення його значення на природних зразках породи.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) газовий лічильник;
- 2) соляна кислота (15 - відсоткова);
- 3) ємність для реакції кислоти з породою;
- 4) навішування карбонатної породи.

Опис приладу.

Прилад (рис. 4) складається з газового лічильника 1, де пересувається поршень 5. При взаємодії соляної кислоти 2 з навішуванням карбонатної породи 4, поміщеною в ємність для реакції 3, відбувається виділення вуглекислого газу, об'єм якого і фіксується газовим лічильником.

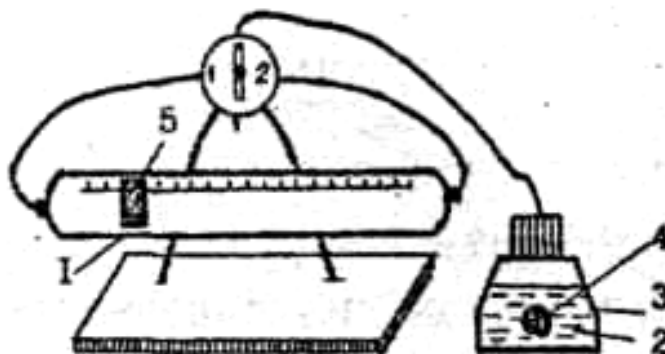


Рисунок 4 – Газовий лічильник

Загальні поняття

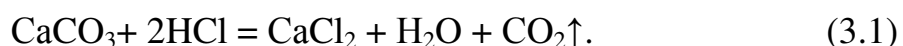
Під карбонатністю гірських порід розуміється сумарний склад у їх солях вугільної кислоти:

соди	Na_2CO_3
поташу	K_2CO_3
вапняку	CaCO_3
доломіту	$\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$
сидериту	FeCO_3 і т. д.

Речовий склад і кількість карбонатів у гірських породах впливають на багато властивостей. Тому вивчення карбонатних порід для з'ясування умов осадо накопичення, формування вторинних пустот у вигляді пор та каверн, для кореляції порід, а також для вибору оптимальних умов термічної й кислотної взаємодії на них із метою збільшення проникності має велике значення.

Визначення карбонатності гірських порід і ґрунтів ґрунтується на хімічному розкладанні в них карбонатів та на обліку вуглекислого газу, утвореного при розкладанні. Пов'язані з цим визначенням підрахунки ведуться відносно CaCO_3 , тому що вапняк становить основну частину розглянутих карбонатів. Для обліку вмісту CO_2 при визначенні карбонатності існують такі способи.

Перший спосіб базується на титруванні розчину HCl при взаємодії його з карбонатами в реакції



У результаті титрування розчином NaOH за наявності індикатора метилового оранжевого визначається кількість HCl , витраченого на розкладання карбонатів.

Другий спосіб визначення карбонатності порід ґрунтується на ваговому визначенні CO_2 шляхом зважування залишків породи, звільненої від CO_2 під впливом HCl .

Третій спосіб визначення карбонатності полягає у вимірюванні об'єму CO_2 , що виділився, в результаті дії соляної кислоти на гірські породи, які містять карбонати.

Методика проведення досліду

Перед проведенням досліду візуально визначається справність установки й щільність під'єднання вузлів. Після цього на вагах зважується досліджувана порода (лаборантом), і в ємність 3 заливається 10 мл соляної кислоти. Потім зважений зразок гірської породи поміщають у ємність із соляною кислотою та щільно закривають гумовими пробками зі шлангом від газового лічильника. Записується первинне і кінцеве положення поршня 5 після закінчення реакції кислоти з породою. Для обчислення карбонатності використовують формулу, яка справедлива для породи, що повністю складається з вапняку (CaCO_3):

$$K = \frac{V \cdot m}{4.4 \cdot a}, \quad (3.2)$$

- де: K – вміст карбонатів у породі в масових відсотках;
 V – об'єм вуглекислого газу, що виділився при реакції породи з кислотою, см^3 ;
 m – маса $1 \text{ см}^3 \text{ CO}_2$, міліграм, при температурі й барометричному тиску під час досліду (визначається за таблицею 4);
 a – маса породи, поміщеної в колбу, г;
4,4 – коефіцієнт для переходу від CO_2 до CO_3 , отримуваний з урахуванням виразу K у % і маси в міліграмі з того, що CaCO_3 доводяться 44 масових одиниць CO_2 .

Таблиця 4 – Маса $1 \text{ см}^3 \text{ O}_2$ при різному тиску і температурах, мг

Температура, °C	Барометричний тиск, мм ртутного стовпа					
	742	749	756	760	765	771
24	1,803	1,822	1,842	1,853	1,862	1,877
23	1,809	1,828	1,848	1,859	1,968	1,883
22	1,815	1,834	1,854	1,865	1,875	1,890
21	1,822	1,841	1,861	1,872	1,882	1,897
20	1,828	1,847	1,867	1,878	1,888	1,903
19	1,834	1,853	1,873	1,884	1,894	1,909
18	1,840	1,859	1,879	1,890	1,900	1,915
17	1,842	1,855	1,886	1,897	1,907	1,922
16	1,853	1,873	1,892	1,903	1,913	1,928
15	1,859	1,879	1,893	1,910	1,920	1,935

Контрольні питання

1. Що називається карбонатністю гірської породи?
2. Із чого складаються карбонатні породи?
3. За якою формулою визначається карбонатність і одиниця її вимірювання?
4. Для чого необхідно знати карбонатність гірської породи?
5. Які методи визначення карбонатності існують?
6. Який порядок проведення досліду?
7. У яких межах змінюється карбонатність гірських порід?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №4

Визначення кінематичної в'язкості та щільності пластової води

Мета роботи: вивчити методику й навчитися визначати в лабораторних умовах в'язкість і щільність пластових вод.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) занурений термостат;
- 2) термостатичний посуд;
- 3) віскозиметр;
- 4) термометр;
- 5) пікнометр або ареометр;
- 6) гумова груша;
- 7) дистильована вода;
- 8) пластова вода або її модель;
- 9) аналітичні ваги;
- 10) мірний циліндр.

Опис приладу (рис. 5).

Прилад для визначення кінематичної в'язкості складається з термостатичної ємності 1, заповненої дистильованою водою 2 і поміщеної в ємність зануреного термостата 3. Віскозиметр (ВПЖ-2) 4 з прикріпленою до нього гумовою грушею 5 закріплюється в штативі й також поміщається в термостатичну ємність 1. Температура води в ємності контролюється за допомогою термометра 6. Щільність води пласта визначається ареометром 7 у мірному циліндрі 8, який заповнений пластовою водою або моделлю. За відсутності ареометра щільність визначається за допомогою пікнометра 9.

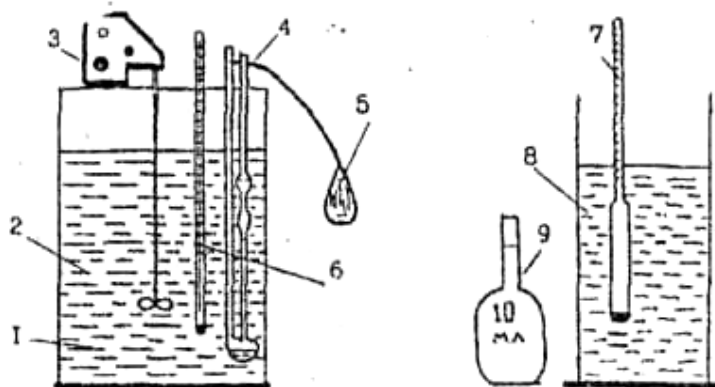


Рисунок 5 – Прилад для визначення кінематичної в'язкості

Загальні поняття

У більшості випадків родовища газу підстиляють як крайовою, так і підошовною водою, а іноді в розрізі продуктивної пачки виділяються самостійні водоносні горизонти. Зв'язані водоносні та продуктивні частини пластів становлять єдину гідродинамічну систему, й різні зміни властивостей пластової води приводять до змін процесів витіснення газу і нафти з родовища.

Щільність вод пластів зростає зі збільшенням концентрації солей, і в зв'язку з широкою зміною мінералізації щільність вод може бути різною. Відомі розсоли, що насичують породи, щільність яких досягає 1450 кг/м^3 при концентрації солей $642,8 \text{ кг/м}^3$. Приблизна залежність щільності води від змісту мінеральної речовини наведена в таблиці 5.

Таблиця 5 – Щільність пластових вод газових родовищ

Щільність води при $15,5^\circ\text{C}$, кг/м^3	Кількість розчиненої мінералізованої речовини, кг/м^3
1000	—
1020	27,5
1040	55,4
1060	83,7
1080	119,2
1100	148,5
1120	175,8
1140	210,0

В'язкість води в умовах пластів залежить в основному від температури й концентрації розчинених солей. Вплив тиску на в'язкість води незначна й залежить від природи та концентрації розчинених солей і температури. У ділянках низьких температур ($5 - 10^\circ\text{C}$) в'язкість слабомінералізованих вод зменшується з підвищенням тиску. Найбільш в'язкі хлоркальцеві води. За одних і тих же умов в'язкість їх перевищує в'язкість чистої води в 1,5 – 2 рази. Оскільки у воді гази розчиняються в невеликій кількості, в'язкість її трохи зменшується при насиченні газом. Тому в'язкість води в умовах пластів можна визначити (при практичних розрахунках) звичайним капілярним віскозиметром при пластовій температурі та атмосферному тиску.

Методика проведення досліду

Перед проведенням досліду необхідно заповнити термостат (за вказівкою лаборанта), потім заповнити віскозиметр досліджуваною рідиною і з течією 15 хвилин витримати віскозиметр у термостаті при ввімкненому пристрої. Відключивши перемішуючий пристрій, необхідно записати в таблиці 6 свідчення термометра, потім за допомогою гумової груші простір під капіляром заповнюємо досліджуваною рідиною вище від верхньої риски. Визначення за допомогою секундоміра рівня рідини від верхньої відмітки до нижньої при потраплянні рідини в нижню ємність дозволяє отримати параметр τ , який заносять у таблицю 6. Перевіривши дослід для однієї й тієї ж температури 3 рази, обчислюють середньоарифметичне значення τ_{cp} за даними τ_1, τ_2, τ_3 . Кінематична в'язкість визначається за формулою:

$$\nu = K \cdot \tau_{cp}, \quad (4.1)$$

де: ν – кінематична в'язкість рідини, сСт ($\text{мм}^2/\text{с}$);

τ_{cp} – середнє значення часу закінчення рідини, с.

Потім проводять вимірювання в'язкості рідини при різних температурах, але не менше ніж при трьох значеннях T_1, T_2, T_3 , і заносять у таблицю 6. На основі отриманих розрахунків будується залежність $\nu = \nu(T)$ у координатах, указаних на рисунку 6. Щільність рідин пластів визначається за допомогою ареометра 7, який опускається в мірний циліндр 8 з досліджуваною рідиною, і свідчення ареометра записується в таблицю 6 при температурі проведення досліду.

Таблиця 6 – Дані свідчень приладів

Температура рідини, °C	Час стікання рідини τ , с	Середнє значення τ_{cp} , с	Прискорення сили тяжіння g , $\text{см}/\text{с}^2$	Кінематична в'язкість рідини ν , сСт ($\text{мм}^2/\text{с}$)
T_1				
T_1				
T_1				
T_2				
T_2				
T_2				
T_3				
T_3				
T_3				

За відсутності ареометра щільність рідини можна визначити за допомогою пікнометра 9. Ретельно вимитий і висушений пікнометр ємністю 5 або 10 мл зважується на аналітичних вагах. Після цього піпеткою або дозатором наливають досліджувану рідину до відмітки на пікнометрі й зважують на аналітичних вагах. Різниця мас заповненого та сухого пікнометра, що ділиться на ємність пікнометра, дає щільність досліджуваної рідини.

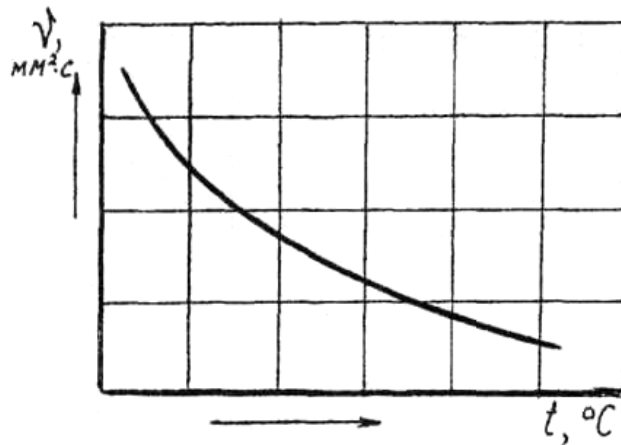


Рисунок 6 – Відношення в'язкості до температури

Контрольні питання

1. Що називають в'язкістю?
2. Від чого залежить в'язкість води пласта?
3. Від чого залежить в'язкість нафти?
4. Як визначити щільність рідини?
5. Які одиниці вимірювання кінематичної та динамічної в'язкості?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №5

Визначення щільності газу

Мета роботи: вивчити методологію визначення відносної й абсолютної щільності газів шляхом дослідження швидкості закінчення газів з ефузіометра.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) ефузіометр;
- 2) ємність із досліджуваним газом;
- 3) дистильована вода;
- 4.) секундомір.

Опис приладу (рис. 7).

Прилад для визначення щільності газу – ефузіометр складається з циліндрового корпусу з мірними ризиками 1, триходового крана 2, зрівняльної склянки 3, пускового крана 4 і ємності з досліджуваним газом 5.

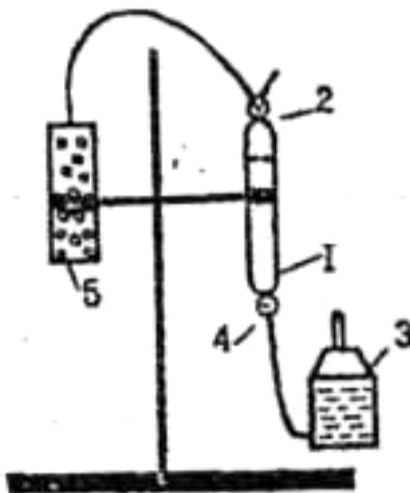


Рисунок 7 – Прилад для визначення щільності газу

Загальні поняття

За відносну щільність газу беруть число, що показує, в скільки разів маса газу, яка знаходиться в певному об'ємі при певному тиску і температурі, більше або менше від маси сухого повітря, котре знаходиться в тому ж об'ємі за нормальних умов. Чим жирніше газ, тобто чим більше він містить важких компонентів, тим більша його щільність. Визначення щільності газу методом закінчення оснований на вимірюванні часу закінчення газу з малих отворів. За законом Грема швидкість закінчення рівних об'ємів різних газів через малі

отвори при однаковому тиску і температурі обернено пропорційна квадратним кореням їх щільності:

$$\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{в}}} = \frac{\sqrt{\rho_{\text{в}}}}{\sqrt{\rho_{\text{г}}}} \quad (5.1)$$

Час закінчення рівних об'ємів газу прямо пропорційний квадратному кореню їх щільності:

$$\frac{t_{\text{г}}}{t_{\text{в}}} = \frac{\sqrt{\rho_{\text{в}}}}{\sqrt{\rho_{\text{г}}}}, \quad (5.2)$$

де: $V_{\text{в}}$ – швидкість закінчення повітря, л/с;

$V_{\text{г}}$ – швидкість закінчення газу, л/с;

$\rho_{\text{в}}$ – час закінчення повітря, с;

$\rho_{\text{г}}$ – час закінчення газу.

Якщо підвести в квадрат обидві частини рівняння, можна визначати відносну щільність газу за повітрям

$$\left(\frac{t_{\text{г}}}{t_{\text{в}}}\right)^2 = \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{г}}}\right)^2 = \bar{\rho} \quad (5.3)$$

Абсолютну щільність газу визначають за формулою:

$$\rho_{\text{г}} = \bar{\rho} \cdot \rho_{\text{в}} \quad (5.4)$$

Значення береться з таблиці 7 при барометричному тиску і температурі навколишнього середовища.

Таблиця 7 – Значення щільності повітря залежно від барометричного тиску і температури, кг/м³

Температура, °С	Барометричний тиск, мм. рт. ст.				
	742	751	760	769	771
25	1,175	1,192	1,208	1,220	1,224
22	1,187	1,204	1,220	1,239	1,236
19	1,199	1,216	1,232	1,245	1,248
16	1,212	1,229	1,245	1,258	1,261

Таким чином, знаючи час закінчення якого-небудь газу і повітря, можна визначити щільність цього газу.

Методика проведення досліду (див. рис. 7)

Ефузіометр при верхньому положенні зрівняльної склянки заповнюється насиченим розчином кухонної солі при закритому крані 4. Після відкриття крана 4 і встановлення його в положення А рідина зі зрівняльної склянки почне перетікати в мірний циліндр, витісняючи з нього повітря, тим самим включивши секундомір у момент проходження рівня рідини через нижню риску й зупинивши секундомір при проходженні верхньої риски, набудемо значення t . Щоб уникнути переливу рідини з мірника 1, необхідно закрити кран 4 після проходження верхньої риски. Повторивши дослід тричі, одержують три значення часу закінчення для повітря та середньої її величини. Для визначення часу закінчення через ефузіометр досліджуваного газу необхідно при заповненому мірному циліндрі встановити в положення Б кран 2 і під'єднати ємність із досліджуваним газом 5. Спустивши зрівняльну склянку 3 нижче за рівень нижньої риски й відкривши кран 4, заповнити мірний циліндр 1 досліджуваним газом, щоб рівень рідини в ньому був нижче від риски. Час закінчення досліджуваного газу t_r здійснюється аналогічно визначенню часу закінчення повітря через ефузіометр; повторюють експеримент для досліджуваного газу тричі, визначають середню величину закінчення і заносять у таблицю 8.

Таблиця 8 – Дані експерименту

Час закінчення повітря t_b , с	Середнє значення часу закінчення повітря Δt_b , с	Час закінчення газу t_r	Середнє значення часу закінчення газу Δt_r , с	t_{b2}, c^2	t_{r2}, c^2	Абсолютна густина газу ρ , кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7

Контрольні питання

1. Що називають відносною щільністю газу ?
2. Від чого залежить щільність газів?
3. На якому законі ґрунтується визначення щільності газу?
4. Яка суть методу визначення щільності газу?
5. Який склад природних газів?
6. Як перейти від відносної до абсолютної щільності газу?
7. Із чого складається прилад для визначення щільності газу?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6

Визначення вологовмісту в природному газі

Мета роботи: вивчення методу і приладу для оцінювання вологовмісту газу й визначення абсолютної вологості та точки роси.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) адсорбент, або абсорбент (для поглинання вологи);
- 2) газовий годинник;
- 3) компресор;
- 4) аналітичні ваги;
- 5) джерело газу або повітря.

Опис приладу (рис. 8).

Прилад для визначення вологовмісту газу (рис. 8) складається з джерела газу або повітря 1, скляної трубки 2, заповненої адсорбентом, або абсорбентом, 3, і газового годинника 4. Для визначення об'єму газу, що пройшов через скляну трубку 2. Вентиль 5 служить для відключення джерела газу або повітря від системи осушення газу.

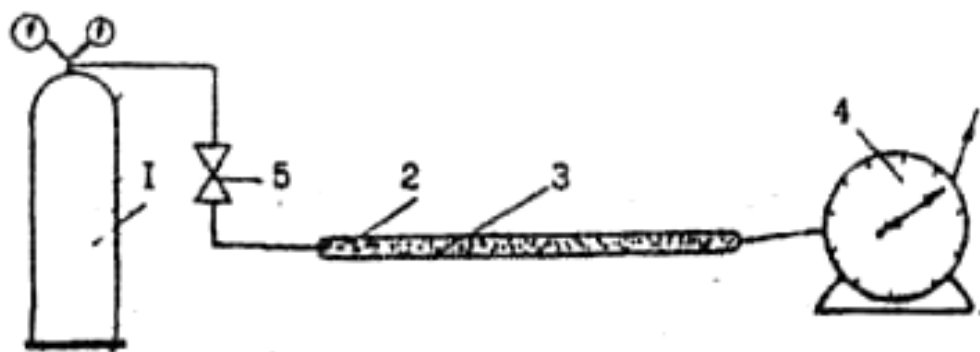


Рисунок 8 – Прилад для визначення вологовмісту газу

Загальні поняття

У складі природних вуглеводневих газів завжди містяться пари води. Це пояснюється тим, що поклади газу знаходяться у контакті зі зв'язаною, крайовою або підшовною водою.

Кількісний уміст вологи в природному газі характеризується таким:

1. Точка роси – температура, при якій починається конденсація пари води, що міститься в газі. Газ при цьому містить максимально можливу кількість пари і називається насиченим.

2. Вологоємність – максимально можлива вагова кількість водних парів, що міститься в одиниці об'єму або ваги газу при даних тиску і температурі.

3. Вологовміст – кількість водяної пари, що міститься в одиниці об'єму або ваги газу при даних тиску і температурі.

4. Відносна вологість – відношення фактичного вмісту парів води, яке повинно бути у випадку повного насичення того ж об'єму газу при тих же значеннях тиску й температури .

Вологовміст природного газу залежить від тиску, температури, складу та мінералізації води, з якою знаходиться в контакті.

При видобуванні, транспортуванні й підземному зберіганні природного газу вміст вологи в ньому за визначених умов може привести до утворення гідратів, а також викликати корозію промислового обладнання і комунікацій.

При охолодженні насиченого газу відносна вологість поступово зростає, і при деякій температурі він стає насиченим. При подальшому пониженні температури водяні пари починають конденсуватися. У зв'язку з цим кількісний вміст вологи в природному газі повинен знаходитися під постійним контролем.

Кількість вологи в газі можна визначити за номограмами, складеними на основі численних експериментальних даних, розрахунків або експериментів (рис. 9).

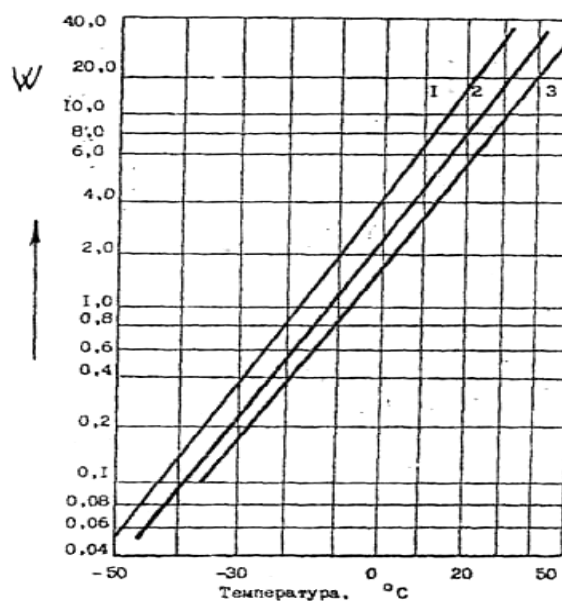


Рисунок 9 – Експериментальні дані кількості вологи в газі:

1 – тиск 0,1 МПа; 2 – тиск 0,2 МПа; 3 – тиск 0,3 МПа

Вологовміст природного газу можна розрахувати за формулою:

$$W = 804 \cdot \frac{\varphi - g}{p - \varphi \cdot g}, \text{ г / м}^3, \quad (6.1)$$

де: W – вологовміст природного газу;

g – пружність насиченої пари води при певній температурі;

p – загальний тиск вологого газу;

φ – відносна вологість газу.

Методика проведення дослідів (див. рис. 8)

Методика полягає в пропусканні певної кількості газу, очищеного від механічних домішок, через трубку, заповнену одним з осушувачів (адсорбентом). Як осушувачі використовуються: зневоднений хлористий кальцій, силікагель, фосфорний ангідрид, перхлорат магнію тощо.

Перед проведенням дослідів необхідно заповнити трубку зневодненим хлористим кальцієм або іншим адсорбентом, на кінцях трубки встановити фільтри і зважити її на вагах для набуття значення G_0 . Потім установити трубку з адсорбентом в установку й, відкриваючи вентиль 5, пропускати через неї певну кількість газу (за вказівкою лаборанта). Кількість пропущеного газу реєструється на газових вагах 4.

Хлористий кальцій або інший поглинач вологи, адсорбуючи на своїй поверхні воду, що містилася в газі, дозволяє судити про кількість води в об'ємі пропущеного через сорбент газу.

Пружність насиченої водяної пари та абсолютна вологість у стані насичення при різних температурах і нормальному тиску наведені в таблиці 9.

Таблиця 9 – Характеристика водних парів

Температура	Пружність водних парів		Уміст водних парів, г/м ³
	мм рт. ст.	Па	
1	2	3	4
-20	0,77	102,54	0,88
-10	1,95	259,82	2,14
0	4,58	610,60	4,84
10	9,21	1227,88	9,40
20	12,79	1705,16	12,80
20	17,54	2338,43	17,30

продовження таблиці 9

1	2	3	4
21	18,65	2486,42	18,30
22	19,83	2643,73	19,40
23	21,07	2803,05	20,60
24	22,38	2983,70	21,80
25	23,76	3167,68	23,00

Зваживши на вагах скляну трубку зі сорбентом і зі адсорбованою водою, набудемо значення G_1 та заповнимо таблицю 10.

Таблиця 10 – Дані для значення G_1

Вага скляної трубки із сухим сорбентом G_0 , г	Вага трубки з адсорбованою водою G_1 , г	Об'єм газу, пройденного через сорбент V , м ³	Кількість умісту в газі $G_1 - G_2$, г	Кількість води в одиниці об'єму $(G_1 - G_2)/V$, г	Точка роси $t_{р.}, ^\circ\text{C}$
1	2	3	4	5	6

Точка роси визначається за номограмою (рис. 9).

Контрольні питання

1. Що називають точкою роси?
2. Що називають вологовмістом?
3. Що називають вологоємністю?
4. Дати визначення відносної вологості?
5. Які ускладнення можуть виникнути при видобуванні вологого газу?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №7

Визначення температури насичення нафти і газоконденсату парафіном

Мета роботи: вивчення приладу та методології проведення експерименту з визначення температури насичення нафти й газоконденсату парафінів.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) термостат;
- 2) капіляр із термосорочкою;
- 3) нафта, конденсат або їх модель;
- 4) термометр;
- 5) мірна лінійка.

Опис приладу (рис. 10).

Установка для визначення температури насичення нафти і газоконденсату парафіном складається з ультратермостата 1 (для підтримання заданої постійної температури); стакана із шліфом для досліджуваної рідини (нафта, конденсат) 2; капіляра 3; термокожуха 5; контрольного термометра 4; лінійки 6.

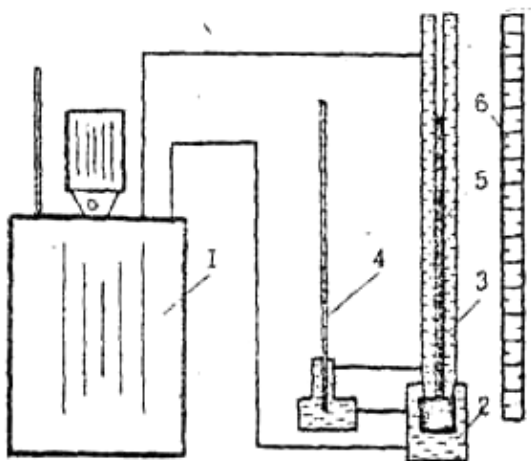


Рисунок 10 – Установка для визначення температури

Загальні поняття

Відомо, що при добуванні парафінистих нафт і газоконденсату може відбуватися відкладення його в пласті й стовбурі свердловини, що в значному ступені ускладнює умови експлуатації. При температурі пласта, близькій до початкової температури кристалізації парафіну, великі ускладнення можуть виникнути в призабійній зоні пласта (ПЗП), яка найбільше піддається змінам температури.

Зміна температури насичення нафти і газоконденсату парафіном залежить від багатьох чинників: зміни термобаричних умов у ПЗП та стовбурі свердловини, інтенсивності виділення газу з нафти й конденсату тощо.

У зв'язку з цим для правильного вибору технологічного режиму роботи свердловини необхідно знати початкову температуру кристалізації парафіну.

Температурою насичення нафти або газоконденсату парафіном називається температура, при якій з'являються перші кристали парафіну. Для визначення цього параметра використовується фотометричний і об'ємний методи. Суть об'ємного методу полягає в зміні об'єму системи залежно від температури. Ця зміна визначається за формулою

$$\Delta V = V_0 \cdot (\beta \cdot \Delta t) , \quad (7.1)$$

де: ΔV – зміна об'єму системи, 10^{-6} м^3 ;
 β – коефіцієнт об'ємного розширення;
 V_0 – початковий об'єм системи, 10^{-6} м^3 ;
 Δt – зміна температури, $^{\circ}\text{C}$.

При невеликих змінах температури коефіцієнт об'ємного розширення β можна прийняти постійним. У цьому випадкові зміна об'єму однофазної системи залежно від температури матиме прямолінійний характер. Із світою із системи другої фази, наприклад, кристалів парафіну в розчині, прямолінійність $\Delta V = f(t)$ порушується. Це пояснюється тим, що при фазовому перетворенні питомі властивості речовини змінюються стрибкоподібно (рис. 11).

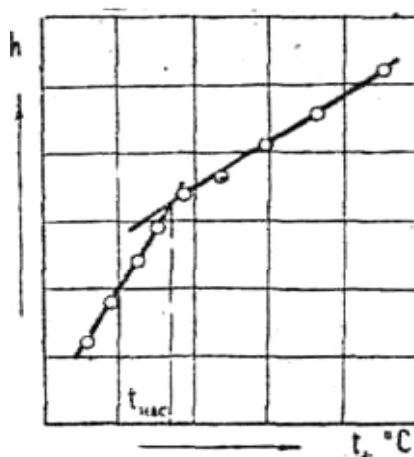


Рисунок 11 – Коефіцієнт об'ємного розширення

Методика проведення дослідів (див. рис. 10).

Пробу нафти, конденсату або їх моделі (гас із парафіном) об'ємом $30 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$ заливають у стакан 2, після чого в стакан уводиться капіляр 3. За допомогою ультратермостата 1 всю систему нагрівають до $t = 50 - 60 \text{ }^\circ\text{C}$, яку реєструють термометром 5. Після стабілізації температури (10 хвилин) знімають показання висоти рівня нафти або конденсату в капілярі мірною лінійкою 6. Послідовно знімають температуру в системі на $5 \text{ }^\circ\text{C}$ і, даючи час на стабілізацію температури, заміряють рівень нафти або конденсату в капілярі.

При наближенні до передбачуваної температури насичення зміни температури становлять $2 - 3 \text{ }^\circ\text{C}$. Показання термометра, висоти рівня нафти або конденсату наносяться на графік (рис. 11). За зломом кривої визначають температуру насичення нафти або конденсату парафіном.

Контрольні питання

1. Який склад нафти?
2. Класифікація нафти за вмістом у ній парафіну, смол, сірки й асфальтенів.
3. Ускладнення при видобуванні парафіністих нафт.
4. Що називають температурою насичення нафти і газоконденсату парафіном?
5. Суть об'ємного методу визначення температури насичення.
6. Методи боротьби з відкладами парафінів.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 8

Визначення тиску насичення

Мета роботи: вивчення методики й установки визначення тиску насичення нафти або газоконденсату газом.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) бомба PVT;
- 2) масляний прес;
- 3) манометр;
- 4) вакуум;
- 5) нафта або конденсат;
- 6) газ.

Опис приладу (рис. 12).

Для визначення тиску насичення в лабораторних умовах зазвичай використовують апаратуру, схема якої показана на рисунку 12. Вона складається з бомби PVT 1, масляного преса 2, манометра 3, ємності для заповнення преса 4, маніфольда 5, окрім цього використовується вакуум і контейнер.

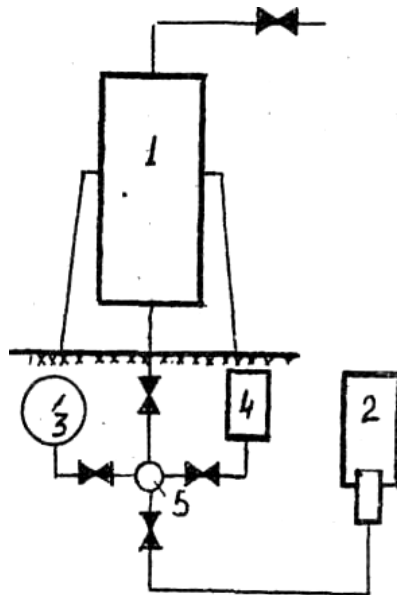


Рисунок 12 – Для визначення тиску насиченої нафти

Загальні поняття

Тиск насичення нафти пласта або газоконденсату називають максимальним тиском, при якому газ починає виділятися з нафти або газоконденсату при ізотермічному їх розширенні в умовах термодинамічної рівноваги. Тиск насичення залежить від співвідношення об'ємів нафти або

газоконденсату і розчиненого газу, від їх складу й температури пласта. Збільшення молекулярної маси нафти або газоконденсату (та щільності) веде за всіх інших рівних умов до збільшення тиску насичення. Особливо високим тиском насичення характеризуються нафти (газоконденсати), в яких значна кількість розчиненого азоту. (Наприклад, тиск насичення нафти Туймазинського родовища дорівнює 9,4 МПа, за відсутності азоту було б порядку 5 МПа). Підвищення температури приводить до значного збільшення тиску насичення.

Тиск насичення і закономірність виділення газу вивчають у лабораторіях із проб нафти (газоконденсату), відібраних із забою свердловини. Досліди зазвичай проводять за відсутності пористого середовища. На підставі проведених досліджень ученими зроблено висновок, що на закономірності виділення газу з нафти (газоконденсату) має вплив тип породи, кількість залишкової води та її властивості й інші чинники, зумовлені законами капілярності та фізико-хімічними властивостями рідин пластів і гірських порід.

Існує багато способів визначення тиску насичення в лабораторних умовах. Найбільш поширений із них – об’ємний спосіб.

Дослід проводять шляхом розширення проби нафти. Тиск знижують поступово до виділення газу з нафти або газоконденсату. З цієї миті темп падіння тиску сповільнюється. Тиск насичення визначають за графіком залежності приросту об’єму системи від тиску. Початку виділення газу з нафти (газоконденсату) відповідає точка перелому на кривій $V = V(P)$ (рис. 13).

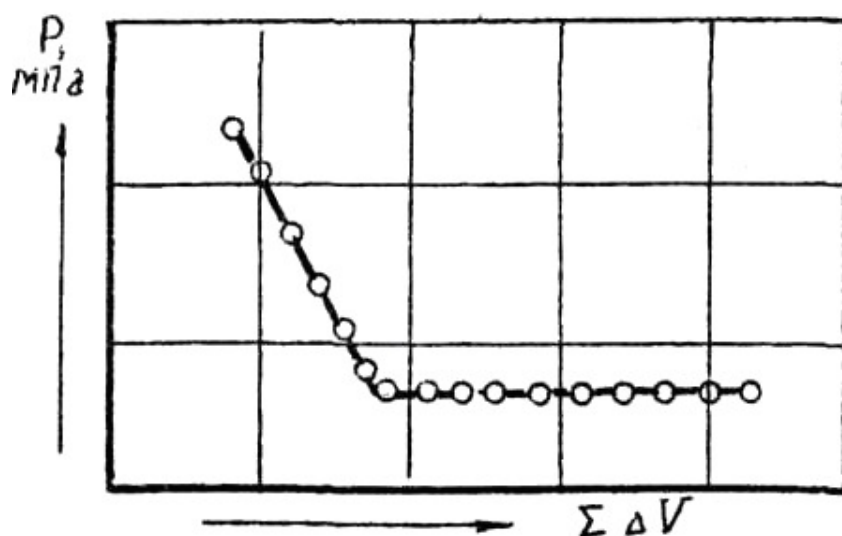


Рисунок 13 – Крива виділення газу з нафти

Методика проведення дослідів (див. рис. 12)

Для проведення дослідів використовується проба нафти (газоконденсату) пласта або їх рекомбінована проба. Перед проведенням дослідів бомба PVT-1 вакуумується, і потім в неї подається певна кількість досліджуваної рідини (нафта, газоконденсат). Туди ж із балона подається стислий газ. Закривши верхній вентиль бомби PVT-1, проводять розгойдування бомби. При цьому тиск у бомбі зменшуватиметься через розчинність газу в рідині. Після закінчення розчинення газу в рідині бомба з'єднується з пресом 2 і тиск у бомбі піднімається вище за тиск насичення на 20 – 20 атм (2 – 3 МПа) шляхом подачі масла в бомбу. Потім, витримавши систему в течію 5 – 1 хвилин у спокої, починаємо ступінчасто знижувати тиск (по 5 або 10 атм) та при цьому фіксуємо свідчення манометра 3 (тиск) й преса 2 (об'єм). Знімається 8 – 10 точок, після чого будується залежність $V = V(P)$ між тиском і приростом об'єму рідини в результаті зниження тиску. Результати дослідів записують у таблицю 11.

Таблиця 11 – Результати дослідів

Номер дослідів	Показання манометра P , МПа	Показання преса V , м ³	Приріст об'єму ΔV , м ³	Тиск насичення $P_{\text{нас}}$, МПа
1	2	3	4	5

Після цього графічно визначають тиск насичення. Для цього до кривої $V=V(P)$ проводять дві дотичні лінії, й точка їх перетину буде збігатися з тиском насичення.

Контрольні питання

1. Що розуміють під тиском насичення нафти газом і під коефіцієнтом стисливості нафти? Вкажіть одиницю вимірювання цих параметрів нафти пласта.
2. Від яких чинників залежить величина тиску насичення газом і коефіцієнта стисливості нафти?
3. У яких межах змінюється величина тиску насичення нафти газом і коефіцієнта стисливості пластів нафти на родовищах Башкирії та Татарії?
4. Поясніть використання показань про тиск насичення нафти газом і коефіцієнта стисливості нафти на практиці.
5. Перерахуйте послідовність операцій із визначення тиску насичення нафти газом.
6. Чому необхідне перемішування нафти в порожнині преса і її термостатування при визначенні тиску насичення?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №9

Визначення кількості залишкової (зв'язаної) води в породі

Мета роботи: вивчення приладів і методології проведення досліду за визначенням залишкової води в породі.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) апарат Діна і Старка або Закса;
- 2) електрична плитка з терморегулятором;
- 3) зразок породи (керн);
- 4) розчинник – толуол або гас.

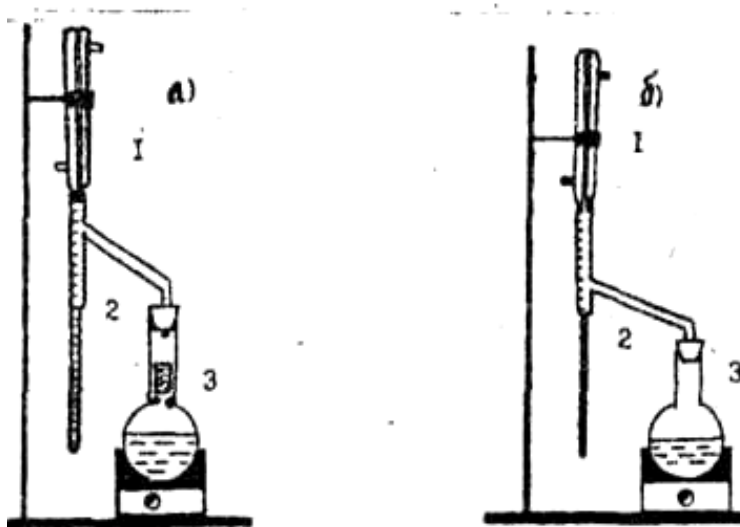


Рисунок 14 – Прилад Діна і Старка (а), прилад Закса (б)

Опис приладу (рис. 14).

Прилад Діна і Старка (рис. 14, а) для визначення вмісту води складається з холодильника 1; пастки 2, що калібрується, та круглодонної колби 3.

Прилад ЛП-4 (Закса) для визначення нафто-, водо- й газоконденсатності порід складається з холодильника 1, пастки 2, воронки Шотта 3 і колби з розчинників (рис. 14, б).

Загальні поняття

В аналізі кернів зазвичай визначається сумарна кількість нафти і залишкової води без кількісного оцінювання різних їх видів. Для кількісного оцінювання вмісту флюїдів у породах гірських порід використовуються коефіцієнти нафтогазоводонасиченості.

Коефіцієнтом нафтонасиченості кернів називається відношення об'єму нафти в зразку породи до сумарного об'єму пор у цьому ж зразку.

Коефіцієнтом водонасиченості називається відношення об'єму води в зразку породи до сумарного об'єму пор у цьому ж зразку.

Коефіцієнтом газонасиченості називається вміст газу за умов (тиску і температури пласта) пластів в одиниці об'єму пор.

Коефіцієнти нафтоводонасиченості порід визначають різними методами (хлоридним, електропровідності, напівпроникних мембран, центрифугування). Найбільш достовірні результати отримують при застосуванні методу екстрагування порід на апаратах Закса або на приладах Діна і Старка, Сокслета.

Методика проведення дослідів (див. рис. 14)

У суху круглодонну колбу заливають розчинник (толуол) у кількості 3/4 об'єму колби, після чого в неї поміщається фільтр Шотта, на який установлюється зразок породи (керна). Зразок заздалегідь зважується. При кипінні розчинника вода випаровується зі зразка, разом із розчинником охолоджується в холодильнику і стікає в пастку. Оскільки вода важча за вуглеводневі розчинники, вона скупчується в нижній частині пастки, надлишок же розчинника стікає назад у колбу.

У приладі Закса чистий розчинник спочатку потрапляє в циліндр із керном, розчиняє нафту й стікає через пористу перегородку в колбу.

Нагрівають розчинник до тих пір, поки водний шар у пастці не перестане збільшуватися, а верхній шар розчинника у пастці стане прозорим. Час перегонки повинен бути не менше ніж 30 хвилин. Після закінчення дослідів заміряють кількість води в мірнику.

Для визначення процентного вмісту води у зразку потрібно знати пористість зразка для підрахунку знімання порожнеч:

$$B = \frac{V_B}{V_{обр}} \cdot 100 \%, \quad (9.1)$$

де: B – насиченість, %;

V_B – об'єм води, що виділилася, 10^{-6} м^3 ;

$V_{обр}$ – об'єм порожнеч (поровий об'єм) зразка, 10^{-6} м^3 .

Контрольні питання

1. Розповісти про пристрій апаратів Закса, Діна і Старка.
2. Розповісти про принцип дії цих апаратів.
3. Призначення кожного з апаратів?
4. Що розуміється під коефіцієнтом нафтогазоводонасиченості й коефіцієнтом залишкової водонасиченості порід?
5. Укажіть межі зміни цих коефіцієнтів в умовах нафтових і газових покладів.
6. Розповісти про застосування цих коефіцієнтів на практиці.
7. У якому вигляді знаходиться вода в породі?
8. Що називають гідрофільною поверхнею?
9. Що називають гідрофобною поверхнею?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №10

Визначення фільтрації при низькому тиску та температурі за стандартами API

Мета роботи: вивчення фільтрації при низькому тиску та температурі за стандартами API.

Об'єкт дослідження: промивна рідина.

Предмет дослідження: фільтраційні властивості промивної рідини.

Завдання дослідження:

- вивчити методику вимірювання основних параметрів промивних рідин;
- оцінити технологічні властивості необробленого глинистого розчину;
- вивчити вплив хімічної обробки на властивості глинистого розчину.

Необхідні прилади, обладнання і матеріали:

- 1) прес-фільтр низького тиску OFITE, (рис. 15 а);
- 2) віскозиметр польовий ВБР-2, (рис. 15 б);
- 3) електромішалка, (рис. 14 в);
- 4) аерометр АГЗ-ПП, (рис. 14 г);
- 5) готова промивна рідина;
- 6) фарфорові кухлі місткістю 700 мл;
- 7) скляні градуйовані циліндри;
- 8) ваги технічні з важками;
- 9) лінійка;
- 10) мікрокалькулятор;
- 11) секундомір;

Загальні поняття

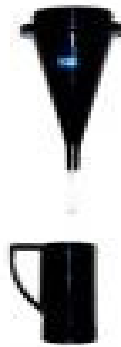
Контроль фільтрації, за стандартами API включаючи аналіз фільтрату, та параметрів бурового розчину, що характеризують здатність до утворення кірки на стінках свердловини, є основою для проведення регулювання його властивостей шляхом проведення хімічної обробки. На ці характеристики впливають тип і кількість твердих частинок у буровому розчині та їх фізична й хімічна взаємодія, що, у свою чергу, залежить від температури й тиску.

Для кожного випробування потрібне різне лабораторне устаткування. В умовах польових лабораторій фільтрація вимірюється при низькому тиску й температурі.

У випадках, коли мова йде про розчин на вуглеводневій основі або про глибокі високотемпературні свердловини, показник фільтрації при високих тисках й температурі вимірюється в стаціонарних лабораторіях.



а)



б)



в)



г)

Рисунок 15 – Обладнання для визначення фільтрації при низькому тиску та температурі за стандартами API

а) прес-фільтр низького тиску OFITE; б) віскозиметр ВБР-2;
в) електромішалка; г) аерометр АГЗ-ПП

Методика проведення дослідів

Фільтрація при низькій температурі та тиску ($\Phi 30$, см³)

Величина, що характеризує здатність бурового розчину відфільтровуватися через стінки свердловини в пористі породи під дією перепаду тиску. Визначається обсягом дисперсійного середовища, відфільтрованого через фільтрувальний папір певної площі (4580 мм²) під дією тиску 7 кг/см² (100 psi) за 30 хвилин. Виміри здійснюють фільтр-пресом низького тиску і температури OFITE.

Основною його частиною є циліндрична камера для бурового розчину, виготовлена з матеріалів, стійких проти дії лужних і кислих розчинів. Верхня кришка обладнана редуктором, через який подається газ, що створює тиск. На дно камери укладається фільтр-сітка й фільтрувальний папір. Герметичність забезпечується гумовими прокладками. У дні склянки розміщується зливна трубка для відводу фільтрату в градуйований циліндр.

Результатом виміру є об'єм фільтрату (у см³) у мірному циліндрі за 30 хвилин. Товщина фільтраційної кірки (К, мм), отриманої в результаті виміру, характеризує здатність розчину до утворення тимчасового екрану на стінках свердловини. Товщину кірки визначають мірною голкою або лінійкою.

Контрольні питання

1. Яким приладом досліджують показник фільтрації низького тиску?
2. Що впливає на показник фільтрації?
3. За якими стандартами здійснюється аналіз фільтрату?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №11

Визначення поверхневого натягу на межі розподілу фаз

Мета роботи: вивчення конструкції й методології визначення поверхневого натягу на межі розподілу фаз «рідина – рідина» і «рідина – повітря» за допомогою сталагмометра.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) сталагмометр;
- 2) капіляри;
- 3) вода, що дистилює;
- 4) гас;
- 5) ПАР.

Опис приладу (рис. 16).

Для вимірювання поверхневого натягу на межі розподілу цілих фаз існує декілька різних методів: метод капілярного підняття, максимального тиску в бульбашках, зважування крапель, відривши кільця пластинки Вільгельма; зміна об'єму крапель (сталагмометр).

Найбільш часте вимірювання поверхневого натягу на межі водних розчинів різних хімічних речовин із нафтою проводять за допомогою сталагмометра.

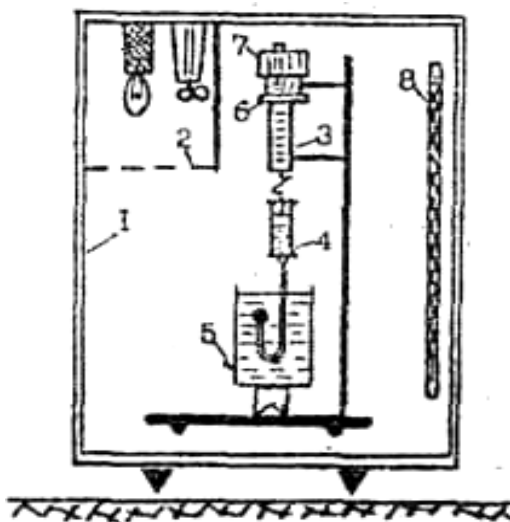


Рисунок 16 – Установка для вимірювання поверхневого натягу

Сталагмометр поміщений у повітряний термостат 1, виготовлений із слабопровідного тепломатеріалу. Термостат обігрівається електричним нагрівачем 2, який, досягши заданої температури, автоматично відключається за допомогою реле, сполученого з контактним термостатом.

Повітря в термостаті циркулює за допомогою вентилятора. Для створення рівномірного нагріву в термостаті є світлонепроникна перегородка. Сталагмометр складається з мікрометра 3, медичного шприца 4, скляного капіляра 5; за допомогою муфти 6 мікрометр з'єднується з двигуном 7.

Мікрометр і шприц кріпляться до штатива. Для контролю температури досліду є спеціальний термометр 8.

Загальні поняття

У житті ми завжди маємо справу з поверхнями розділення і на властивості цієї поверхні впливають зміни в будь-якій із двох контактуючих фаз. Відповідно до трьох станів речовини (твердий, рідкий, газоподібний) можна виділити такі типи поверхні розділення:

газ – рідина;

газ – тверде тіло;

рідина – рідина;

рідина – тверде тіло;

тверде тіло – тверде тіло.

Фізико-хімічні властивості поверхні розподілення різних фаз і закономірності їх взаємодії характеризуються низкою показників поверхневого натягу межі розподілення фаз, явищами змочуваності й розтікання, роботою адгезії й когезії, теплотою змочуваності.

Поверхневий натяг є одним із важливих чинників, який визначає багато явищ, що відбуваються при видобуванні нафти і газу. Так, за поверхневим натягом рідин на різних поверхнях розподілення можна судити про властивості дотичних фаз, про взаємодію рідких та твердих тіл, про умови застосування до твердих частинок крапель води, нафти й конденсату, про інтенсивності прояву капілярних сил і т. д.

З іншого боку, використання в нафтогазовидобуванні пінних систем, мікроемульсій, міцелярних розчинів допускає наявність високоефективних ПАВ, що знижують до тисячних часток мН/м, які підбираються в основному експериментальним шляхом.

Поверхневий натяг на межі з твердим тілом дуже важкий. Тому для дослідження процесів взаємодії твердих тіл із рідкими і газом користуються непрямими методами вивчення поверхневих величин, що протікають на контактах між твердими й рідкими тілами. До таких методів відносять вимірювання роботи адгезії, дослідження теплоти змочування та кутів вибіркового змочування тощо.

Методика проведення дослідів

Після приготування необхідних розчинів, які поміщаються в термостат і витримуються протягом 10 – 15 хвилин при температурі експерименту, шприц заповнюється досліджуваною нафтою. У стаканчик з підготовленим розчином уміщається зігнутий (визначення на межі «рідина – рідина») або прямий капіляр (визначення на межі «рідина – повітря»). Відстань від кінчика капіляра до рівня води в стаканчику в усіх дослідів і при визначенні постійної капіляра зберігається однаковою.

За допомогою тумблера на реле вмикається в мережу електродвигун, і нафта поволі витісняється зі шприца, нормується на кінчику капіляра у вигляді крапель. Заміряється число ділень лімба мікрометра між двома сусідніми відривами краплі від капіляра. Величина міжфазного поверхневого натягу визначається за формулою

$$\sigma = K \cdot V \cdot (\rho_1 - \rho_2), \quad (11.1)$$

де: σ – міжфазний натяг на границі фаз, мН/м;
 K – постійна приладу;
 V – об'єм видавлюваної краплі в діленнях шкали мікрометра;
 ρ_1, ρ_2 – щільність фаз, кг/м³.

Вимірювання проводяться не менше ніж 10 разів, розраховується середнє значення об'єму однієї краплі. Постійна капіляра визначається за поверхневим натягом на межі: вода, що дистилує, – криоскопічний бензол ($\sigma = 34,1$ мН/м).

Контрольні питання

1. Із чого складається сталагмометр і як він працює?
2. Які існують типи поверхні розділення?
3. На які явища, що відбуваються в пласті, впливає поверхневий натяг?
4. Як залежить поверхневий натяг від тиску і температури?
5. Які існують методи для визначення поверхневого натягу?
6. Якими показниками характеризуються фізико-хімічні властивості поверхні розділення?
7. Що називається гідрофільною і гідрофобною поверхнями?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №12

Визначення фазових проникностей для системи «газ – вода»

Мета роботи: вивчення способів визначення фазових проникностей. Вивчення параметрів, що впливають на фазову проникність.

Загальні відомості

У процесі розроблення газових родовищ, при створенні й експлуатації підземних сховищ газу виникають умови одночасної фільтрації газу та води. Двофазний рух газорідинної суміші має місце і при фільтрації газоконденсатної суміші до свердловини. Вивчення питання про одночасну фільтрацію газорідинних систем з урахуванням фазових переходів є одним з актуальних завдань підземної гідродинаміки і розроблення газових та газоконденсатних родовищ.

Проникність пористого середовища характеризує її провідність для рідин і газів. Якщо пористе середовище повністю насичене гомогенною однофазною рідиною, то при невеликих швидкостях фільтрації її рух підлягає лінійному законові опору. Проте в реальних газових, газоконденсатних і нафтових родовищах, як правило, міститься щонайменше дві фази, що не змішуються, наприклад, газ – вода, нафта – вода і т.д. Щоб описати їх рух, лінійний закон опору – закон Дарсі, може бути використаний для кожної з фаз шляхом виділення поняття ефективної (фазової) проникності. При цьому передбачається, що кожна фаза рухається незалежно від інших фаз:

$$\frac{Q_G}{F} = \frac{K_G}{\mu_G} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (12.1)$$

$$\frac{Q_B}{F} = \frac{K_B}{\mu_B} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (12.2)$$

де: Q_G, Q_B – витрати газу і води, $\text{см}^3/\text{с}$;

F – поперечний переріз пористого середовища, через яке фільтруються газ і вода, см^2 ;

ΔL – довжина зразка пористого середовища, см ;

ΔP – перепад тиску на ділянці ΔL МПа;

μ_G, μ_B – в'язкість газу і води в умовах фільтрації, $\text{мм}/\text{с}^2$;

K_G, K_B – фазові проникності для газу й води.

Фазова проникність для газу та води залежить від насиченості пористого середовища фазами, характеристик змочування і геометрії порового простору. Фазова проникність визначається дослідним шляхом. Для заданого пористого середовища навіть за наявності двох фаз – газу і води – можливе велике число комбінацій насиченості. Тому результати визначення фазових проникностей представляють у такому вигляді:

$$K_B(S_B) = \frac{K_B}{K}; \quad K_G(S_B) = \frac{K_G}{K}, \quad (12.3)$$

де: S_B – насиченість пористого середовища водою, %;

K – абсолютна проникність пористого середовища при 100 - відсотковому насиченні однієї з фаз.

Результати дослідів із двофазної фільтрації, вперше проведені Р. Віковим і М. Ботсетом, були оброблені за формулами (12.1) і (12.2). Отримані криві зміни відносних проникностей показані на рисунку 16 і 17 є характерними для будь-яких типів колекторів та досліджуваних флюїдів. При великих швидкостях фільтрації газу одночасно з водою результати зміни повинні бути оброблені за двочленною формулою для газу й згідно із законом Дарсі – для води. На цьому ж рисунку показаний характер зміни коефіцієнта макрошоркості від ступеня насичення пористого середовища водою. Частка інерційних втрат для досліджуваного зразка становить 25 – 30 %. Експерименти з визначення фазових проникностей ділять на дві групи: стаціонарні (сталі) та нестаціонарні дослідження.

Стаціонарний перебіг двох фаз у пористому середовищі протягом заняття із студентами реалізувати практично неможливо, оскільки час виходу на сталий режим руху досягає декількох годин. Крім того, певні труднощі виникають за необхідності швидкого вимірювання насиченості пор одної з фаз. Для визначення насиченості користуються методами: електроопору, зважування, відсічень, спеціальних пористих мембран із металу й ін. Найбільш надійним і точним є метод реактивних γ -ізоотопів, які дозволяють судити про величину насиченості пористого середовища рідиною за ступенем вивчення рідкої фази, заздалегідь «поміченої» деяким реактивним ізотопом (Zn^6 , I^{131} і т. д.).

При визначенні фазової проникності нестаціонарним способом витісняють одну фазу іншою, наприклад, рідину газом. У цьому випадкові

можна точно змінити витрату кожної з фаз на виході з моделі та контролювати перепад тиску на пласт.

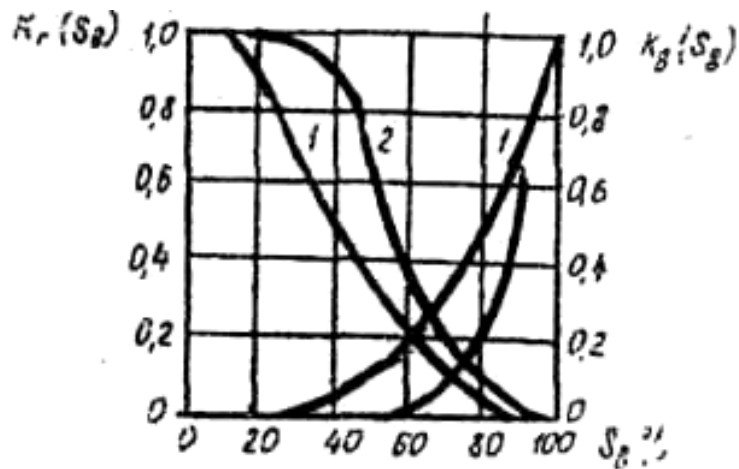


Рисунок 17 – Криві зміни відносних проникностей:

1 – незцементований пісок; 2 – пісковик

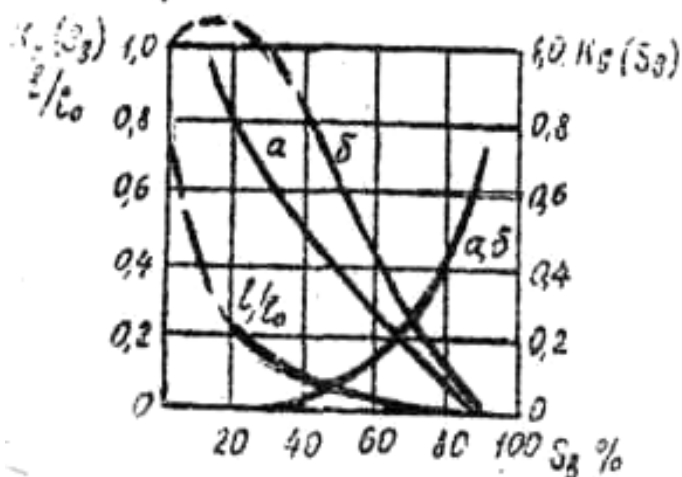


Рисунок 18 – Результати обробки з використанням різних законів фільтрації для води і газу

Опис установки (рис. 19).

Для визначення фазової проникності нестационарним методом можна використовувати установку, схема якої показана на рисунку 18. Установка складається з трьох основних вузлів: нагнітання, розвантаження і вакуумування; вузол нагнітання представлений джерелом газу, редуктором 1, фільтром 2. Розвантаження пласта відбувається після відкриття вентиля на виході з моделі та надходження рідини й газу в сепаратор 8. Газова фаза потоку із сепаратора прямує в лічильник 9. Об'єм рідини в сепараторі вимірюється мірним циліндром. Вузол вакууму необхідний для підготовки

пласта до проведення досліду. За допомогою вакууму 7 здійснюють ретельне вакуумування пласта 5 й рідини, яка знаходиться в ємності 3. Крім того, заповнення пласта рідиною також здійснюється з використанням вузла вакуумування. Тиск у системі вимірюється манометрами 4.

Методика проведення досліду (див. рис. 19)

Послідовність проведення досліду за визначенням фазових проникностей така.

Модель пласта 5, заздалегідь насичена відвакуумованою водою, повністю готуються до проведення дослідів.

За допомогою редуктора 1 установлюють тиск на виході з редуктора – 0,2 МПа (2 кгс/см²).

Відкривають вентиль на виході з моделі приблизно на 1/4 обороту й одночасно проводять відлік часу.

Через 2, 4, 8, 16 і 32 хвилини вимірюють наступні параметри:

- тиск на вході й виході з моделі;
- сумарну кількість рідини Q_B , витікаючої з моделі пласта;
- сумарну кількість газу Q_G , виміряного газовим лічильником.

Результати вимірювань заносять у таблиці.

Обробка результатів досліду включає дві стадії:

- розрахунок співвідношення проникності за кривими відбору суміші $Q_B(t)$ і $Q_G(t)$;
- розрахунок кожної з відносних фазових проникностей $K_G(S_B)$ і $K_B(S_B)$.

Порядок заповнення таблиць полягає в такому. Пункти 1 – 5 заповнюють початковими параметрами процесу. Об'єм газу Q_G приводять до умови середньої частини моделі:

$$Q_G = Q_{Гсб} \cdot C'; \quad (12.4)$$

$$C' = \frac{P_{Гсб}}{P_{ав} + \frac{\Delta P}{2}}, \quad (12.5)$$

де: $P_{ав}$ – абсолютний тиск на вихідній ділянці моделі, МПа;
 $Q_{Гсб}$ – витрата газу, зміряна газовим лічильником, см³/с.

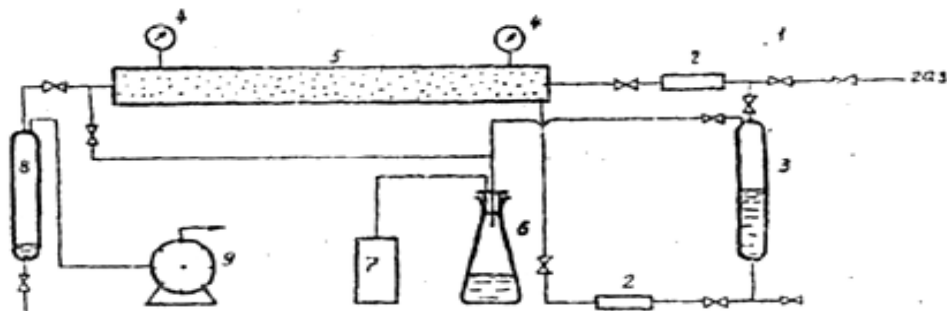


Рисунок 19 – Схема установки для визначення проникності нестационарним методом

Об'єм суміші газу і води Q отримують простим складанням об'ємів газу Q_{Γ} та води $Q_{\text{в}}$: $Q = Q_{\Gamma} + Q_{\text{в}}$, $\text{см}^3/\text{с}$.

Далі будують три графічні залежності:

1. $Q = Q(t)$.
2. $Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(t)$.
3. $Q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}(Q)$.

Таблиця 12 – Форма запису вихідних даних та розрахунку проникностей

Параметри процесу					Розраховані		Уточнені			Розрахунок на		
t, с	Q _{сг} , см ³	Q _в , см ³	P, МПа	ΔP, МПа	Q _Г , см ³	Q, см ³	t _{скр} , с	Q, см ³	Q _в , см ³	ΔQ _в , см ³	S _Г , частки	S _в , частки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
2												
3												

Продовження таблиці 12

Розрахунок відношень відносно проникності			Розрахунок відносних проникностей									
$F = \frac{dQ_{\bar{A}}}{dQ}$	$F = 1 - F_{\bar{A}}$	$\frac{K_{\bar{A}}(S_{\bar{A}})}{K_{\bar{A}}(S_{\bar{A}})}$	$q = \frac{dQ_{\bar{A}}}{dt}$	$q = \frac{dQ}{dt}$	$\frac{d^2Q}{dt^2}$	$\left(\frac{dQ}{dt}\right)^2$	$Q = \frac{d^2Q}{dt^2}$	R	$1 + R$	q_{OB}	K_B	$K_{\bar{A}}$
частки	частки		см³/с	см³/с	см³/с	(см³/с)²				см³/с		
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1												
2												
3												

На рисунку 20 наведено характерний вигляд, який мають усі залежності. Кожна крива будується за 5-ма точками (число замірів) і потім згладжується. Під згладжуванням розуміється ретельне проведення плавних кривих $Q(t)$ та $Q_v(t)$, випуклих до осі ординат для кожної залежності. Сума відхилень (позитивних та негативних) дослідних точок від кривої, що проводиться, повинна дорівнювати нулю. Величина відхилень визначається довжиною відрізання, опущеного від норми на криву, що проводиться. У пункти 8 – 10 заносять значення параметрів $t_{окр}$, Q і Q_v , згладжених описаним вище чином. За $t_{окр}$ можна прийняти значення t , отримані при згладжуванні залежності $Q_v(t)$. Пункти 11 – 13 відповідають обчисленню насиченості S у моделі водою на вихідній ділянці пласта. Насиченість вихідної ділянки пласта розраховується за формулою 12.6.

$$\rho_B = I - \frac{I}{V_{II}} \left(Q_B - Q \frac{dQ_B}{dQ} \right), \quad (12.6)$$

де: V – поровий об'єм моделі, см^3 ;
 Q_v – сумарний об'єм води, що вийшов із пласта, см^3 ;
 Q – загальний сумарний об'єм фаз, витікаючих з пласта, см^3 ;
 dQ_B/dQ – нахил кривої $Q_v = Q_v(t)$ у певній точці, визначений графічним шляхом у всіх 5-ти точках після побудов цієї залежності.

Далі, вважаючи, що газ і вода течуть у моделі не змішуючись, можна записати (виходячи з лінійного закону фільтрації), що насиченості пласта водою відповідає таке співвідношення відносних проникностей:

$$\frac{K_{\Gamma}(S_B)}{K_B(S_B)} = \frac{F_{\Gamma}}{F_B} \cdot \frac{\mu_{\Gamma}}{\mu_B}, \quad (12.7)$$

де: F_{Γ} та F_B – площі поперечного перетину пористого середовища, зайняті газом і водою відповідно.

Пункти 14 – 16 необхідні для визначення $\frac{K_{\Gamma}(S_B)}{K_B(S_B)}$. Після цього визначають відносну проникність для нестискуваної фази, оскільки $K_v(S_v)$ є функцією витрати води $Q_v(t)$ через пласт і сумарного відбору $Q(t)$ з пласта.

$$K_B(S_B) = \frac{1}{1+R} \cdot \frac{q_B}{q_{OB}}, \quad (12.8)$$

де

$$R = \frac{Q \frac{d^2 Q}{dt^2}}{\left(\frac{dQ}{dt} \right)^2}, \quad (12.9)$$

де: dQ/dt – нахил кривої $Q = Q(t)$, визначений з рисунка 20 графічним шляхом у всіх 5-ти точках кривої;
 d^2Q/dt^2 – друга похідна Q по t , визначена графічним шляхом (рис. 21, б) за нахилом кривої $q = q(t)$, яка будується за 5-ма значеннями, отриманими з рисунка 21, а.

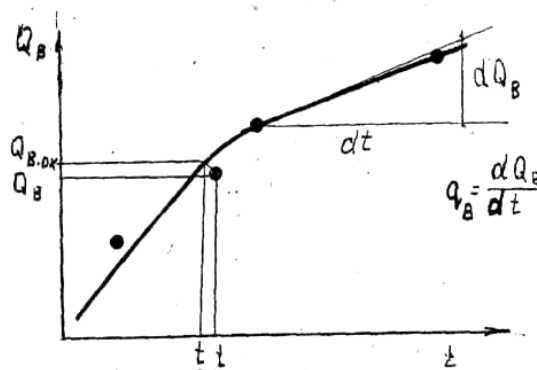


Рисунок 20 – Графічна залежність газу та води

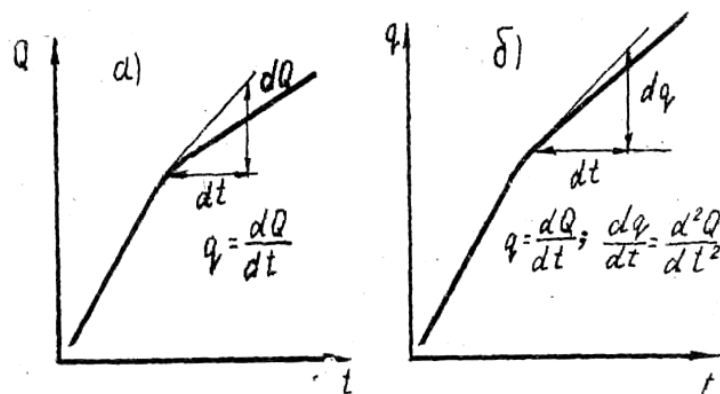


Рисунок 21 – Залежність сумарного об'єму фаз від часу

Залежність $q = q(t)$, четверта за розрахунком, разом із наведеними вище трьома залежностями; q_{OB} – однофазна витрата води, що має місце при P , визначається за формулою 12.10.

$$q_{OB} = \frac{k \cdot F \cdot \Delta P}{1,033 \cdot \mu_B \cdot \Delta L \cdot C}, \quad (12.10)$$

де: C – об’ємний коефіцієнт зменшення тиску газу, визначений за формулою (12.4), де $P_{гсб}$ замінюється тиском P_c .

Знаючи $K_B(S_B)$ і використовуючи значення пункту 16, неважко визначити відносну фазову проникність пласта для газу $K_r(S_B)$.

У підсумку необхідно будувати залежності відносної фазової проникності від насиченості моделі водою, аналогічні кривим, наведеним на рисунку 21.

Контрольні питання

1. Що називають фазовою проникністю?
2. Якими способами можна визначити фазову проникність?
3. Від яких параметрів залежить фазова проникність?
4. Як впливає фазова проникність на продуктивність?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 13

Визначення ємнісних параметрів пористого середовища за падінням пластового тиску

Мета роботи: вивчення процесу визначення параметрів для визначення запасів газу.

Загальні поняття

Визначення запасів газу за падінням тиску засноване на використанні рівняння матеріального балансу, яке для газового режиму записується таким чином:

$$\frac{S_z \cdot V_n \cdot P_n \cdot Z_{at}}{Z_n} = \frac{S_z \cdot V_n \cdot P_{cm}(t) \cdot Z_{at}}{Z(P_{cp})} + \rho_{at} \cdot Q_{доб}(t) \cdot \frac{T_{nl}}{T_{cm}}, \quad (13.1)$$

де: V_n – початковий об'єм;

S_z – коефіцієнт газонасиченості;

P_n, P_{cp} – початкові й поточні пластові тиски;

$Z_n, Z(P_n), Z_{at}$ – коефіцієнти надстисливості при пластовій і стандартній температурах та тисках P_n, P_{cp}, P відповідно;

T_{nl}, T_{cm} – пластова і стандартна температури;

$Q_{доб}(t)$ – кількість газу, видобутого за момент часу;

ρ_{at} – щільність газу при атмосферному тиску.

Якщо в формулі (13.1) прийняти $Z_{at} = 1$ і зазначити $S_z V_n = \Omega$, то отримаємо:

$$\frac{P_n}{Z_n} = \frac{P_{cp}(t)}{Z(P_{cp})} + \frac{Q_{доб}(t) \cdot P_{at} \cdot T_{nl}}{\Omega \cdot T_{cm}}. \quad (13.2)$$

Для циліндричної моделі, використовуваної при виконанні лабораторної роботи, газонасичений об'єм визначаємо з виразу

$$\Omega = V_n \cdot S_n = \pi \cdot m h \cdot (R_k^2 - R_k^2) \cdot S_z, \quad (13.3)$$

де: m – коефіцієнт пористості;

R_k – радіус контуру живлення;

R_c – радіус свердловини;
 h – висота моделі.

Зазначимо, що: $\bar{P} = P / Z$, $\alpha = \frac{\Omega \cdot T_{cm}}{P_{am} \cdot T_{nl}} = \frac{293 \cdot \Omega}{1,033 \cdot T_{nl}}$. (13.4)

Тоді замість (13.2) отримаємо

$$\bar{P}_{cp} = \bar{P}_n - \frac{Q_{доб}(t)}{\alpha}. \quad (13.5)$$

При обробці даних, отриманих у процесі розроблення родовища, в координатах P_{cp} від $Q_{доб}(t)$ можна знайти величину α :

$$Q_{зан} = \alpha \bar{P}_n. \quad (13.6)$$

При проведенні лабораторної роботи співвідношення (13.2) можна значно спростити. Оскільки тиск у моделі не перевищує 0,5 МПа, температура в моделі рівна стандартній, тобто $T_{пл} = T_{ст} = T_{ком}$, то коефіцієнти надстисливості приблизно рівні одиниці: $z_n = z(P_{cp}) = z_{ат} = 1$. Тоді отримаємо замість (13.2)

$$P_{cp} = P_n - \frac{Q_{доб}(t)}{\alpha}, \quad (13.7)$$

де: $\alpha' = \frac{\Omega}{P_{am}} = \frac{\Omega}{1,033}$. (13.8)

Оцінювання запасів із використанням формули (13.6) за даними двох вимірювань тиску – початкового і поточного з відповідним відбором газу – може дати значні погрішності. Тому при визначенні запасів газу бажано використовувати більше вимірювань при побудові графічної залежності P_{cp} від $Q_{доб}(t)$ для знаходження величини α' . Знаючи α' , неважко розрахувати пористість пласта:

$$m = \frac{\alpha' P_{at}}{\pi h (R_{\kappa}^2 - R_{\kappa}^2) S_{\varepsilon}} \cdot \quad (13.9)$$

Величину S_r при визначенні пористості на моделі при використанні сухого піску можна прийняти рівною одиниці.

Опис установки (рис. 22).

Для визначення пористості за методом падіння тиску пласта використовують установку, показану на рисунку 21. Установка складається з моделі пласта 1, газового лічильника 2, вентилів 3, 4 і зразкових манометрів 5 та 6. Модель пласта набивається сухим піском до початку проведення лабораторної роботи зі студентами. Потім проводять монтаж схеми, наведеної на рисунку 22.

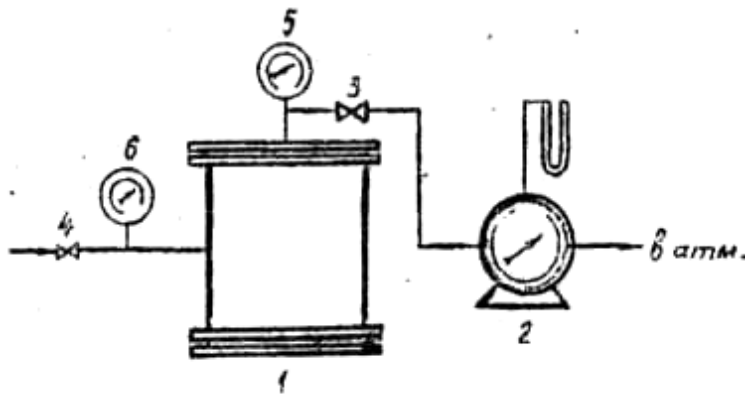


Рисунок 22 – Установка для визначення пористості

Методика проведення дослідів (див. рис. 22)

Послідовність проведення роботи така.

Закриваємо вентиль 3, відкриваємо вентиль 4, і модель заповнюється азотом або повітрям.

Після досягнення необхідного тиску вентиль 4 закривається. За манометрами 5 і 6 визначаємо початковий тиск у моделі P_n . Після закриття вентилів 4 витікання із моделі категорично виключається.

Показання манометрів і лічильника заносимо в таблицю 14.

Відкриваємо вентиль 3 і частину газу випускаємо з моделі. Вентиль 3 закривають та після стабілізації тиску показання манометрів і лічильника знову заносимо у таблицю 14.

Для збільшення точності визначення величини m процедуру

випускання газу з моделі повторюємо не менше ніж три рази.

Отримані дані заносимо у таблицю 14, форма якої наведена нижче.

Таблиця 14 – Форма запису результатів вимірювання при визначенні за падінням тиску пласта

Пластовий тиск, МПа	Покази лічильника $V, \text{м}^3$	Об'єм добутого газу $Q_{\text{доб}}(t)$	α'	m, %	$Q_{\text{зап}}$
1					
2					
3					

Обробку отриманих даних можна також проводити з використанням методу найменших квадратів. Величина α у формулі (13.5) або α' у формулі (13.7) визначаємо в цьому випадку таким чином:

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{доб}}^i}{NP_n - \sum_{i=1}^n \bar{P}_{cp}}, \quad \alpha' = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{\text{доб}}^i}{NP_n - \sum_{i=1}^n P_{cp}^i}. \quad (13.10)$$

За отриманими результатами розраховують запаси і пористість моделі.

Контрольні питання

1. На якому принципі базується метод падіння тиску?
2. Які з чинників приводять до підвищення запасів газу?
3. Для яких пластів пористість, визначена за методом падіння тиску, найбільш прийнятна?
4. Чи впливає склад газу на підрахунок запасів за методом падіння тиску?
5. Як визначається пористість багатопластового покладу за методом падіння тиску?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 14

Визначення вмісту твердої фази й рідких змащувальних добавок

Мета роботи: вивчення вмісту твердої фази й рідких змащувальних добавок.

Об'єкт дослідження: промивна рідина.

Предмет дослідження: визначення твердої фази промивної рідини.

Завдання дослідження:

- вивчити методику вимірювання основних параметрів промивних рідин;
- оцінити технологічні властивості необробленого глинистого розчину;
- вивчити вплив хімічної обробки на властивості глинистого розчину.

Необхідні прилади, обладнання і матеріали (рис. 23):

- 1) прилад реторта 10 ml OFITE;
- 2) віскозиметр польовий ВБР-2
- 3) електромішалка;
- 4) аерометр АГЗ-ПП;
- 5) готова промивна рідина;
- 6) фарфорові кухлі місткістю 700 мл;
- 7) скляні градуйовані циліндри;
- 8) ваги технічні з важками;
- 9) лінійка;
- 10) мікрокалькулятор;
- 11) секундомір;
- 12) журнал обліку вимірювань.



Рисунок 23 – Обладнання для визначення фільтрації при низькому тиску та температурі за стандартами API

- а) прилад реторта 10 ml OFITE; б) віскозиметр ВБР-2;
в) електромішалка; г) аерометр АГЗ-ПП

Загальні поняття

Визначення вмісту твердої фази й рідких змащувальних добавок.

У промивальній рідині можуть бути присутніми:

- частинки вибуреної гірської породи (глина, пісок і т.д.);
- обважнювач (барит, карбонатний обважнювач та ін.).

Занадто високий вміст твердої фази негативно впливає на реологічні властивості ПР, підсилює ерозію бурильної колони й устаткування. У необважнених бурових розчинах вміст твердої фази можна одержати розрахунковим методом за формулою:

$$\text{Склад .тв. фази} = \frac{\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{в}}} \times 100 \% - C_{\text{с}} , \% \quad (14.1)$$

де: $\rho_{\text{бр}}$ – дійсна густина бурового розчину, кг/м^3 ;
 $\rho_{\text{в}}$ – густина води, використовуваної для приготування бурового розчину, кг/м^3 ;
 $\rho_{\text{п}}$ – щільність вибуреної породи (2300 кг/м^3);
 $C_{\text{с}}$ – вміст солей у буровому розчині, %.

Для визначення кількості вміщеної в обважнених і необважнених розчинах твердої й рідкої фази використовується реторта-фазомер.

Методика проведення досліду (див. рис. 23)

Буровий розчин заливається в пікнометр ($V=10$ мл) реторти й поміщається в її нагрівальну камеру. Пари пропускаються через конденсор і накопичуються у градуйованому циліндрі. Об'ємний вміст рідких змащувальних добавок розраховується за формулою:

$$C_{\text{см}} = (V_{\text{см}}/10) \times 100\%, \% \text{ об.} \quad (14.2)$$

де: $V_{\text{см}}$ – об'єм мастила в мірному циліндрі, мл.

Об'єм твердої фази, як розчинної, так і той, що перебуває у завислому стані, визначається за формулою (14.3):

$$C_{\text{тв.ф.}} = ((10 - V_{\text{см}} - V_{\text{в}})/10) \times 100\%, \% \text{ об.} \quad (14.3)$$

де: $V_{\text{см}}$ – об'єм мастила в мірному циліндрі, мл.

Контрольні питання

1. Що таке дійсна густина бурового розчину?
2. Як впливає занадто високий вміст твердої фази на реологічні властивості ПР?
3. Навіщо проводять визначення твердої фази промивної рідини?
4. Чи впливає хімічна обробка ПР на властивості глинистого розчину?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 15

Визначення вмісту іонів кальцію (Ca^{2+}) та магнію (Mg^{2+})

Мета роботи: навчання методам визначення вмісту іонів кальцію (Ca^{2+}) та магнію (Mg^{2+}) у хімічному складі пластових вод.

Об'єкт дослідження: промивна рідина.

Предмет дослідження: визначення вмісту іонів кальцію (Ca^{2+}) та іонів магнію (Mg^{2+}).

Завдання дослідження:

- оцінити технологічні властивості глинистого розчину;
- вивчити вплив хімічної обробки на властивості глинистого розчину.

Необхідні прилади, обладнання і матеріали:

- 1) прес-фільтр низького тиску OFITE;
- 2) віскозиметр польовий ВБР-2
- 3) електромішалка;
- 4) аерометр АГЗ-ПП;
- 5) готова промивна рідина;
- 6) фарфорові кухлі місткістю 700 мл;
- 7) скляні градуйовані циліндри;
- 8) прилад бюретки для титрування;
- 9) ваги технічні з важками;
- 10) лінійка;
- 11) мікрокалькулятор;
- 12) секундомір;
- 13) журнал обліку вимірювань.



Рисунок 24 – Бюретка для титрування, колби для титрування

Загальні поняття

Основні теоретичні відомості: найбільш швидкий та точний – це тригонометричний спосіб визначення іонів кальцію та магнію.

Суть методу полягає в утворенні малодисоційованих комплексів при взаємодії трилону-Б з іонами кальцію й магнію Ca^{2+} і Mg^{2+} . Як індикатор застосовують хромоген чорний, кислотний хром синій К, кислотний хром темно-синій, спеціальний індикатор Е-00, які з іонами Ca^{2+} та Mg^{2+} дають кольорові реакції.

Забарвлення розчинів залежить від рН у розчині, тому, щоб виключити вплив рН, в пробу, що титрує, додають буферний розчин.

Методика проведення дослідів (див. рис. 24)

Порядок виконання роботи: іони кальцію можуть надходити в буровий розчин як у результаті спеціальних обробок, так і з вибуреної гірської породи та при розбурюванні цементних стаканів. Вміст кальцію визначається титруванням фільтрату бурового розчину розчином трилону Б, у якості індикатору використовується мурексид. Для визначення вмісту кальцію додають 2 мл 10 %-го розчину натрію гідроксиду (NaOH) для збільшення рН до 12-13. Коли в розчині більше немає іонів кальцію, його колір змінюється від червоного до фіолетового під дією індикатору.

Розрахунок концентрації іонів кальцію в розчині розраховується за формулою:

$$\text{Ca}^{2+} = 500 \times V, \text{ мг/л}, \quad (15.1)$$

де: V – об'єм трилону-Б, що пішов на титрування, мл.

Визначення вмісту іонів магнію (Mg^{2+}) Вміст магнію в буровому розчині визначається титруванням ПР розчином трилону-Б, у якості індикатору використовується еріохром чорний. Для збільшення показника рН додається 2 мл розчину аміаку. При отриманому показнику рН іони Ca^{2+} і Mg^{2+} хімічно зв'язуються трилоном-Б. Коли більше не залишається іонів кальцію й магнію, рожеве забарвлення рідини, обумовлене індикатором, змінюється на зелений. Для розрахунку вмісту магнію об'єм розчину трилону-Б, використаного при визначенні вмісту кальцію, відраховується від його кількості, що пішла на визначення вмісту іонів магнію.

Розрахунок концентрації іонів магнію в розчині розраховується за формулою:

$$\text{Mg}^{2+} = 300 \times (V_2 - V_1), \text{ мг/л}; \quad (15.2)$$

де: V_2 – об'єм трилону-Б, що пішов на титрування іонів магнію, мл;
 V_1 – об'єм трилону-Б, що пішов на титрування іонів кальцію, мл.

Контрольні питання

1. Від якої величини залежить забарвлення розчинів?
2. У чому полягає тригонометричний спосіб визначення іонів кальцію та магнію?
3. На які явища, що відбуваються в пласті, впливає поверхневий натяг?
4. Яким шляхом іони кальцію можуть надходити в буровий розчин?

ЛАБОРАТОРНА РАБОТА №16

Методи визначення хімічного складу пластових вод

Мета роботи: навчання методам визначення хімічного складу пластових вод.

Загальні поняття

У водах пластів визначають уміст шести основних іонів:

Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^- та CO_3^{2-} , Cl^- .

Перед початком аналізу визначають щільність води пласта. Якщо вона менше ніж 1,05 г/мл, воду розводять у співвідношенні 1:10, якщо більше ніж 1,05 г/мл – то в співвідношенні 1:50.

Визначення іона хлору (Cl^-).

Метод оснований на осадженні іона хлору азотнокислою ртуттю:



Проведенню визначення іона хлору заважає наявність у воді сірководню, тому передусім необхідно переконатися у відсутності сірководню. Його визначають за запахом або за допомогою свинцевого паперу (почорніння).

Сірководень видаляють кип'ятінням води протягом 5 – 20 хв. Перед титруванням вода повинна бути охолоджена до кімнатної температури. Визначаємо щільність. Залежно від її величини воду пласта розводимо дистильованою водою у співвідношенні 1:10 або 1:50. Беремо 5 мл або 25 мл досліджуваної води в мірну колбу місткістю 250 мл і до мірної мітки доливаємо дистильовану воду. Відбираємо 20 мл розведеної води піпеткою в колбу 100 мл, додаємо 4 краплі індикатора – нітропрусида – й титруємо 0,1 н. розчином азотнокислої ртуті до появи білого осаду.

Розрахунок (у мас. %):

$$\text{Cl}^- = \frac{n \cdot 5 \cdot 50 \cdot \kappa_n \cdot 35,46}{\rho \cdot 1000}, \quad (16.2)$$

де: n – кількість, яка пішла на титрування азотнокислої ртуті, мл;
5 – приведення до 100 мл;
50 – розчин;

k – поправка до титру;
 n – нормальність розчину азотнокислої ртуті;
35,46 – еквівалентна маса іона хлору;
1000 – коефіцієнт для переведення в міліметри.

Визначення гідрокарбонат-іона HCO_3^- .

Метод визначення оснований на титруванні проби води розчинами сірчаної й соляної кислот. Оскільки в глибинних водах гідрокарбонат-іона (HCO_3^-) дуже мало, то для його визначення беруть 50 – 100 мл пластової води, титрують 0,1 н. розчином соляної кислоти за наявності індикатора метилового оранжевого до слабо-рожевого забарвлення.

Для спостереження кінця реакції дуже корисно мати контрольну пробу.

Розрахунок (у мас. %):

$$\text{HCO}_3^- = \frac{n \cdot k \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 61}{\rho \cdot 1000}, \quad (16.3)$$

де: n – кількість соляної кислоти, що пішла на титрування, мл;
0,1 – нормальність соляної кислоти;
2 – приведення до 100 мл;
61 – еквівалентна маса гідрокарбонату;
 ρ – щільність води пласта, г/м.

Визначення Ca^{2+} і Mg^{2+} .

Найбільш швидкий та точний – це тригонометричний спосіб визначення іонів кальцію та магнію.

Суть методу полягає в утворенні малодисоційованих комплексів при взаємодії трилону-Б з іонами кальцію й магнію Ca^{2+} і Mg^{2+} . Як індикатор застосовують хромоген чорний, кислотний хром синій К, кислотний хром темно-синій, спеціальний індикатор Е-00, які з іонами Ca^{2+} та Mg^{2+} дають кольорові реакції.

Забарвлення розчинів залежить від рН у розчині, тому, щоб виключити вплив рН, в пробу, що титрує, додають буферний розчин.

Хід визначення.

Беремо 5 мл досліджуваної води в мірну колбу об'ємом 250 мл, доводимо дистильованою водою до мітки. 20 мл розбавленої води відміряємо в колбу ємністю 100 мл, додають 80 мл дистильованої води, а також 5 мл

аміачної буферної суміші й небагато сухого індикатора (хромогена чорного).

Титруємо 0,05 н. розчином трилону-Б при енергійному перемішуванні до переходу від винно-червоного забарвлення до блакитного.

Зміна забарвлення в кінцевій точці титрування з кислотного хром-синього К індикатора з рожево-червоного в бузковий, а з кислотного хром-темно-синього у бузково-блакитний. Після визначення загального вмісту Са + Mg знаходимо вміст іонів Са. Вміст Mg обчислюємо з різниці між умістом (Са + Mg) і вмістом Са. Визначаємо іони Ca^{2+} у тій самій послідовності, що й загальний уміст іонів Ca^{2+} і Mg^{2+} . Як індикатор використовуємо мурексид, котрий з іонами кальцію утворює малодисоційоване з'єднання:

$$\text{Ca}^{2+} = \frac{n \cdot 5 \cdot 50 \cdot \text{нк} \cdot 20,04}{\rho \cdot 1000}, \quad (16.4)$$

$$\text{Mg}^{2+} = \frac{n \cdot 5 \cdot 50 \cdot \text{нк} \cdot 12}{\rho \cdot 1000}, \quad (16.5)$$

де: n – кількість трилону-Б, що пішов на титрування, мл;

5 – приведення до 100 мл;

50 – розведення;

20,04/12 – еквівалентна маса Ca^{2+} і Mg^{2+} ;

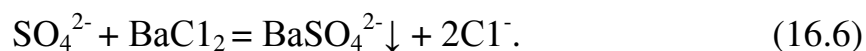
ρ – щільність води пласта;

k – поправка до титру.

Визначення вмісту сульфат-іона (SO_4^{2-}).

Найбільш поширений метод визначення в стічній воді сульфат-іона масового. Метод ґрунтується на заснуванні практично не розчинного в слабокислотному середовищі сульфату барію BaSO_4 .

До 50 мл проби (може бути використана проба після визначення HCO_3^-) додаємо 1 мл концентрованої соляної кислоти HCl (щільність – 1,19 г/мл). Нагріваємо до кипіння і додаємо гарячий 10-відсотковий розчин хлористого барію в кількості 15 мл:



Сульфату барію даємо відстоятися, додаємо декілька крапель

хлористого барію (для перевірки повноти осадження). Для укрупнення осаду сульфату барію пробу залишають на 3 – 4 год. Потім осад фільтрують через фільтр (синя стрічка). Осад промиваємо дистильованою водою до відсутності іона хлору. Переносимо осад разом із фільтром і заздалегідь прогартований зважений тигель, сушимо в сушильній шафі й спалюємо муфелі.

У муфелі прогартуємо при температурі 900 °С протягом 1 год, потім охолоджуємо в ексикаторі 30 хв та зважуємо.

Уміст сульфат-іона SO_4^{2-} (у мас. %) розраховуємо за формулою:

$$X_{\text{SO}_4^{2-}} = \frac{m \cdot 0,4115 \cdot 2}{\rho}, \quad (16.7)$$

де: m – маса осаду BaSO_4 ;

0,4115 – коефіцієнт для переведення сульфату барію BaSO_4 у сульфат-іон SO_4^{2-} ;

2 – коефіцієнт розбавлення до 100 мл;

ρ – щільність досліджуваної води, г/мл.

Користуючись масовим методом, можна визначити кількість (міліграм/л) SO_4^{2-} в 1л проби:

$$X_{\text{SO}_4^{2-}} = \frac{m \cdot 0,4115 \cdot 100}{V}, \quad (16.8)$$

де: m – маса осаду в BaSO_4 міліграмі;

V – об'єм проби, взятої для аналізу (мл).

Прискорений спосіб визначення сульфат-іонів у стічних водах (фототурбідиметричний метод).

Суть методу полягає у вимірюванні оптичної щільності суспензії сульфату барію, який утворюється при взаємодії сульфат-іонів з осадковою сумішшю, що містить стабілізуючі добавки. Virізняється швидкістю виконання з достатньою точністю.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) мікробюретка;
- 2) колби мірні;
- 3) колби конічні;

- 4) піпетки;
- 5) фотоелектрокалориметр ФЕК-56М, КФО-1;
- 6) натрій сірчаноокислий безводий,
- 7) натрій хлористий,
- 8) барій;
- 9) соляна кислота;
- 10) гліцерин;
- 11) індикаторний папір.

Приготування стандартного розчину сульфату натрію.

NaSO_4^{2-} висушують до постійної маси при температурі 100 – 150 °С. Навішування – 1,479 г. NaSO_4^{2-} зважена з точністю до 0,001 г, розчиняємо у дистильованій воді до 1 л. Концентрація сульфат-іона в стандартному розчині становитиме 1 г/л.

Приготування осадової суміші.

У 500 мл дистильованої води розчиняємо послідовно 120 г хлористого натрію NaCl , 10 мл концентрованої соляної кислоти HCl , 500 мл гліцерину, 50 г хлористого барію. Весь розчин ретельно перемішуємо.

Побудова каліброваної кривої.

В мірну колбу місткістю 100 мл уводиться послідовно 0,0 (холоста проба), 0,5, 1,0, 2,0, 3,0, 4,0 мл і т.д. стандартного розчину сульфату натрію. В кожену колбу підливаємо 50 мл дистильованої води, 10 мл осадової суміші й дистильованою водою доводимо до 100 мл. Перемішуємо протягом 1 хв. Через 6 хв відбувається повторне перемішування, і протягом 15 с замірюємо оптичну щільність суспензії на ФЕК-56 із синім фільтром, товщина робочого шару кювети – 10 мм. Як розчин використовуємо дистильовану воду.

Із показань оптичної точності кожного розчину віднімаємо значення оптичної щільності при контрольному досліді.

Будуємо градуйовану криву залежності оптичної щільності від концентрації сульфат-іона, міліграма (рис. 25).

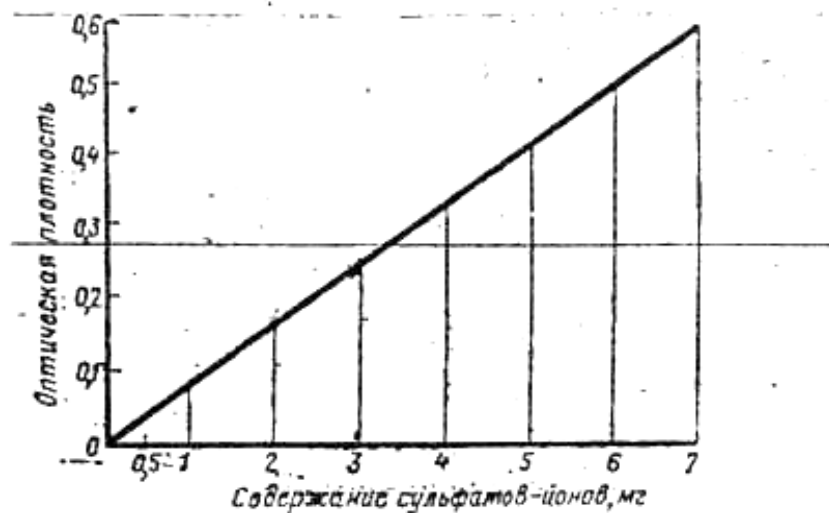


Рисунок 25 – Залежність оптичної щільності сульфату барію від умісту сульфат-іонів

Хід визначання.

Аналізовану пробу фільтруємо через паперовий фільтр, відміряємо потрібний об'єм та переносимо в мірні колби місткістю 100 мл. Змішування й замірювання проводимо так, як і при будуванні каліброваної кривої.

Для визначення вмісту сульфат-іонів у стічних водах у межах від 0,002 до 1 г/л об'єм аналізованої води становить 5 – 50 мл.

Для визначення вмісту сульфат-іонів у межах від 1 до 5 г/л заздалегідь проводимо 10-кратне розбавлення в мірних колбах місткістю 200 – 250 мл і відбираємо на аналіз 10 мл розбавленого розчину.

Визначивши величину оптичної щільності, за калібрувальною кривою знаходимо відповідний зміст сульфат-іонів і розраховуємо концентрацію (г/л) сульфат-іонів в аналізованій воді за формулою

$$X_{SO_4^{2-}} = m / V , \quad (16.9)$$

де: m – зміст сульфат-іонів, знайдений за каліброваною кривою, мг;
 V – об'єм проби, взятої для аналізу, мл.

Якщо аналізовану пробу заздалегідь розбавляємо, то при розрахунку враховують розбавлення за формулою

$$X_{SO_4^{2-}} = m \cdot k / V , \quad (16.10)$$

де: k – кратність розбавлення, $k = V_2/V_1$;
 V_1 – об'єм води, взята на розбавлення, мл;
 V_2 – об'єм мірної колби, в якій розбавляли, мл.

Приклад 1

Для аналізу беремо 25 мл стічної води. У ємність 100 мл підливаємо 25 мл стічної води, 25 мл дистильованої води, 10 мл осадової суміші й доводимо дистильованою водою об'єм розчину до 100 мл. Визначаємо оптичну щільність контрольної проби 0,0011 і оптичну щільність суспензії 0,134. Визначаємо різницю оптичної щільності $0,134 - 0,0011 = 0,123$. За каліброваною кривою знаходимо відповідний зміст сульфат-іонів 1,44.

Концентрація SO_4^{2-} (г/л) у стічній воді

$$\text{SO}_4^{2-} = 1,44 / 25 = 0,0576. \quad (16.11)$$

Приклад 2

25 мл води розбавляють до 250 мл (10-кратне розбавлення), відбираємо 10 мл розбавленого розчину. Подальші дії описані вище. Оптична щільність суспензії – 0,260, різниця оптичної щільності – $0,260 - 0,011 = 0,249$. За каліброваною кривою знаходимо вміст сульфат-іона

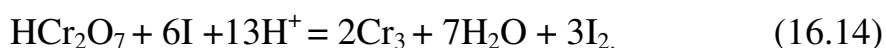
$$\text{SO}_4^{2-} = 2,98 \cdot 25 / 10 \cdot 25 = 2,98. \quad (16.12)$$

Йодометричний метод визначення сульфат-іона SO_4^{2-} .

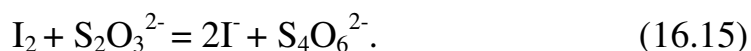
Метод оснований на тому, що хромокислий барій BaCrO_4 , вступаючи в обмінну реакцію у воді з сульфатами, виділяє еквівалентну вмісту сульфат-іона кількість хромової кислоти



яка, вступаючи в обмінну реакцію з йодистим калієм, виділяє еквівалентну кількість йоду



Титруємо сіркокислим натрієм $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_7$



На один іон SO_4^{2-} виділяється три молекули йоду.

Хід визначення.

Відфільтровану пробу кількістю 250 мл відбираємо в конічну колбу. Об'єм проби доводимо дистильованою водою до 200 мл, додаємо 0,5 г сухого хромово-кислого натрію і 1 мл 2,5 н. розчину соляної кислоти. Кип'ятимо рідину 2 – 4 хвилини до появи бурого забарвлення.

Знявши колбу з нагрівального приладу, нейтралізуємо рідину розчином аміаку, додаємо його по краплях до жовто-зеленого забарвлення вмісту колби й охолоджуємо до температури 15 °С.

Розчин переносимо в мірну колбу ємністю 250 мл, дистильованою водою доводимо до мітки. Мірну колбу з розчином ретельно перемішуємо протягом 5 хв. і фільтруємо через бензольний фільтр (синя стрічка.). Першу порцію фільтрату виливаємо. Після закінчення фільтрації відміряємо 100 мл фільтрату в конічну колбу з притертою пробкою, додаємо 10 мл 10-відсоткового розчину йодистого калію і 5 мл 2,5 н. розчину соляної кислоти. Пробу витримуємо протягом 20 хв. у темному місці.

Розчин, що вийшов, титруємо 0,005 н. розчином тіосульфату натрію $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ світло-жовтого кольору. Додаємо 1 – 2 каплі крохмалю і знову титруємо до солом'яного кольору. Вміст сульфат-іона SO_4^{2-} в досліджуваній пробі (мг/л) обчислюють за формулою

$$X_{\text{SO}_4^{2-}} = n \cdot 1,601 \cdot 12,5, \quad (16.16)$$

де: n – витрата точно 0,5 н. розчину тіосульфату натрію на титрування 100 мл фільтрату, мл;
 1,601 – уміст сульфат-іона, еквівалентний 1 мл 0,5 н. розчину сіркокислого натрію;
 12,5 – коефіцієнт перерахунку вмісту сульфат-іона з 100 мл фільтрату на 100 мл досліджуваної води.

Мінімальна перша концентрація сульфат-іона, визначена цим методом, – 10 мг/л.

Контрольні питання

1. Із чого складається сталагмометр і як він працює?
2. Які існують типи поверхні розділення?
3. На які явища, що відбуваються в пласті, впливає поверхневий натяг?
4. Як залежить поверхневий натяг від тиску і температури?
5. Які існують методи для визначення поверхневого натягу?
6. Якими показниками характеризуються фізико-хімічні властивості поверхні розділення?
7. Що називається гідрофільною і гідрофобною поверхнями?

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №17

Визначення густини нафти ареометром

Мета роботи: визначення густини нафтопродуктів ареометром при різних температурах.

Необхідні прилади і реактиви:

- 1) ареометри для нафти;
- 2) скляні циліндри для ареометрів;
- 3) термометр ртутний;
- 4) термостат або водяна баня;
- 5) розчинники;

Загальні поняття

Абсолютною густиною речовини називають кількість маси, яка міститься в одиниці об'єму. У системі СІ густина виражається в кг/м^3 . За одиницю густини приймається маса 1м^3 дистильованої води при температурі 4°C .

Відносною густиною речовини називається відношення його маси до маси чистої води при 4°C , взятої в тому ж об'ємі. Числові значення абсолютної і відносної густини співпадають, але відносна густина – величина безрозмірна.

Експериментально встановлено, що нафтопродукти і вода мають неоднакові коефіцієнти розширення. Тому треба при визначенні густини вказувати температуру води і нафтопродукту, при якій проводилось визначення. Густину нафти і нафтопродуктів визначають при 20°C і відносять до густини води при 4°C (ρ_4^{20}). На практиці дуже часто приходится визначати густину при температурі, яка відрізняється від 20°C .

Перерахунок здійснюють за формулою

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma (t - 20), \text{ кг/м}^3, \quad (17.1)$$

де: ρ_4^t – густина при температурі дослідження, кг/м^3 ;
 γ – середня температурна поправка густини на 1°C ; (див. табл. 16);
 t – температура, при якій здійснюється дослідження, $^\circ\text{C}$.

Методика проведення дослідів (див. рис. 26)

1. Густина нафтопродуктів визначають ареометром за ГОСТ 3900-85 при різних температурах випробування і перераховують результати на густину при температурі 20 °С.

2. Суть методу визначення густини ареометром полягає у зануренні ареометра у нафту, зніманні показників по шкалі ареометра при температурі визначення і перерахунку результатів на густину при температурі 20 °С.

3. Підготовка до виконання вимірювання.

Відбір проб проводять згідно з ГОСТ 2517-85 залежно від властивостей нафти та нафтопродуктів. Пробу доводять до температури випробування згідно з таблицею 15. Для виміру кількості нафти або нафтопродуктів по об'єму, густину вимірюють при температурі, за якою відомо її об'єм.

Таблиця 15 – Умови проведення дослідження

Вид продукту, який досліджується	Характеристика продукту	Температура дослідження
Легколетучий	Тиск насичених парів нижче 180 кПа	Охолоджують у закритій посудині до 2 °С і нижче
Середньо-летучий	Температура початку кипіння не вище 120 °С	Охолоджують у закритій посудині до 20 °С і нижче
Середньо-летучий і в'язкий	Температура початку кипіння не вище 120 °С, дуже в'язкий при 20 °С	Нагрівають до такої температури, щоб був текучий
Нелетучий	Температура початку кипіння вище 120 °С	Досліджують при будь-якій температурі не вище 90 °С

Виконання вимірювань

Циліндр для ареометра встановити на рівній поверхні. Пробу продукту, який досліджується, налити у циліндр, котрий має таку ж температуру, що і проба. Уникнути виникнення бульбашок і збитків від випаровування. Бульбашки повітря, які утворилися на поверхні, знімають фільтрувальним папером.

Температуру проби, яка досліджується, вимірюють до і після заміру густини по термометру. Температуру підтримують постійно з похибкою не більше 0,2 °С.

Чистий і сухий ареометр повільно й обережно опускають у циліндр з дослідженою пробою, підтримуючи ареометр за верхній кінець, не дозволяючи змочування верхньої частини стержня.

Коли ареометр установиться, відраховують показники по верхньому краю меніска, при цьому око знаходиться на рівні меніска (рис.26).

Відрахунок за шкалою ареометра відповідає густині нафтопродукту при температурі випробування ρ_4^t (маса продукту, яка міститься в одиниці його об'єму).

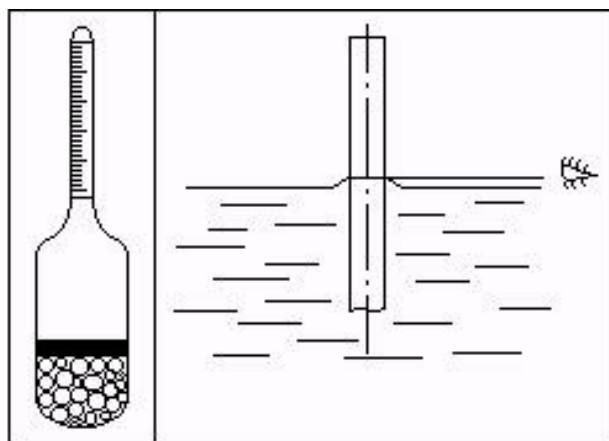


Рисунок 26 – Ареометр і зняття показників

За округленим значенням температури і густини, визначеними за шкалою ареометра, підраховують густину досліджуваного продукту при 20°C ρ_4^{20} за формулою (17.1), використовуючи дані таблиці 16.

Таблиця 16 – Температурні поправки при визначенні густини

Густина, кг/м ³	Поправка на 1 °С, кг/м ³	Густина, кг/м ³	Поправка на 1 °С, кг/м ³
700–710	0,897	821–830	0,738
711–720	0,884	831–840	0,725
721–730	0,870	841–850	0,712
731–740	0,857	851–860	0,699
741–750	0,844	861–870	0,686
751–760	0,831	871–880	0,673
761–770	0,818	881–890	0,660
771–780	0,805	891–900	0,647
781–790	0,792	901–910	0,633
791–800	0,778	911–920	0,620
801–810	0,765	921–930	0,607
811–820	0,752	931–940	0,594
		941–950	0,581

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ

1. Охорона праці – сукупність заходів для запобігання нещасним випадкам, отруєнням і професійним захворюванням. Вона нерозривно пов'язана з технологією нафтогазопромислових процесів й обладнанням.

2. Проведення лабораторних робіт відбувається згідно з планом, із указівками персонально відповідального інженерно-педагогічного працівника. Дослідницька група студентів має бути навчена та проінструктована у питанні безпечного проведення робіт.

3. Прилади, що працюють під тиском, випробовують на тиск, який указаний в інструкції до експлуатації. Ці роботи оформляються актами. Лабораторні прилади повинні мати конструкцію, що забезпечує проведення постійного контролю за накопиченням вуглеводнів. В основному розгерметизація обладнання зумовлена негерметичністю різьбових з'єднань. Для запобігання цьому застосовують ущільнююче різьбове мастило, інгібітор корозії та проводять інші заходи.

4. Схема збирання відповідного обладнання чи приладу повинна бути узгоджена і затверджена керівництвом досліджень. Робочий тиск арматури має відповідати максимальному тиску, що очікується. Арматура попередньо має бути опресована в зібраному вигляді на відповідний тиск, який визначений у паспорті.

5. При збиранні обладнання та апаратури потрібно слідкувати за правильним розташуванням прокладок (чи кілець), надійно закріпити всі шпильки, перевірити відкривання і закривання всіх засувки.

6. До початку лабораторних робіт установлюють стаціонарну чи пересувну площадку з огорожею та перилами.

7. Установки і комунікації (ємності, амбри, шлейфи й ін.) повинні бути підготовлені до прийому продукції свердловини та проведення дослідів. Під обладнанням і викидними лініями, розташованими на висоті, мають бути надійно закріплені опори, які запобігають падінню.

8. Лабораторні прилади обладнують засувками, що мають надписи «Відкрито», «Закрито», а їх інтервал виводять у сторону від викидних ліній на певну відстань й огорожують щитом та навісом.

9. Лабораторні дослідження проводять за наявності достатнього освітлення, і воно має бути вибухозахищеним.

10. При дослідженні нафтопромислових рідин методами аерації, заміни, змішування, продавлювання газом нагнітальні лінії, повітропровід та газопровід повинні мати засувку, зворотний клапан і манометр.

11. При перервах і зупиненнях у процесі проведення дослідів центральна засувка й засувка на хрестовинах повинні бути закриті. При виклику притоку шляхом нагнітання стиснутого повітря та аерації перерви процесу не допускаються для запобігання утворенню вибухонебезпечної суміші. Перед відновленням робіт необхідно поступово через центральну засувку знизити тиск газу до атмосферного.

12. Нафта та вуглеводневий газ – вибухонебезпечні й легкозаймисті речовини. Вибух чи пожежа можуть виникнути при визначеному співвідношенні палива і повітря та появі джерела спалаху. Вибух можливий і при накопиченні газу у визначеній ділянці приміщення. Більшість нафтових газів важчі, ніж повітря, внаслідок чого вони стеляться по землі, заповнюючи заглиблення.

13. Температура спалаху нафт коливається від -35°C до 34°C , а температура самоспалаху – від 260°C до 375°C . Вибух суміші вуглеводневого газу з повітрям відбувається при концентрації газу 4 – 13 % (для метану – 5 – 15 %), а з підвищенням тиску до 35 МПа нижня і верхня межі спалаху розширюються й становлять 2 та 65 %. Імовірними причинами спалаху можуть бути: відкрите полум'я, сильне нагрівання, іскри від електрообладнання, ударів, тертя, розрядів статичного та атмосферного струмів, самозаймання термофорів (відкладення сірчаного заліза, промаслена ганчірка й ін.).

14. До протипожежних заходів відносять заземлення металевих частин, захист блискавковододами, вчасне видалення та охолодження пірофорних речовин. У лабораторії має бути первинний інвентар для пожежогасіння: ящики з піском, лопати, совки, ломи, сокири, кошма, вогнегасники пінні й вуглекислотні. Лабораторія і робочі місця студентів повинні утримуватись у чистоті. Розлиті нафту та нафтопродукти необхідно прибирати, а забруднену площу – відмити, попередньо засипавши піском.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта, государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. – Москва, 1962.
2. Апельцин И. З. Подготовка воды для заводнения. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 299 с.
3. Белянин Б. В., Эрих В. Н. Технический анализ нефтепродуктов и газа / Б. В. Белянин, В. Н. Эрих – Л.: Химия, 1979. – 61 – 64 с.
4. Быков К. Е., Максимов М. М., Фурсова А. Я. Справочник по нефтепромышленной геологии. – М.: Недра, 1961. – 343 с.
5. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 309 с.
6. Гиматудинов Ш. К., Ширковский Н. И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 286 с.
7. Горбунов А. Т., Бученков Л. Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989. – 160 с.
8. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М.: Недра, 1976. – 284 с.
9. ГОСТ 39-071-78. Система показателей качества продукции. Воды для заводнения нефтяных пластов, номенклатура показателей. – М., 1978. – 31 с.
10. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – Взамен ГОСТ 3900-47, Введ. 01.01.87. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 36 с.
11. ГОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1986. – 19 с.
12. ГОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации. – М., 1989. – 35 с.
13. Добрянский А. Ф. Химия нефти. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 224 с.
14. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
15. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 334 с.

16. Закс С. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 126 с.
17. Исагулянц В. И., Егорова Г. М. Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям. – М.: Химия, 1965. – 506 с.
18. Каспарянц К. С. Промышленная подготовка нефти. – М.: Недра, 1966. – 363 с.
19. Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
20. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М., 2003.
21. Ленченко Д. Н., Берегштейн И. В., Худякова А. Д. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – М.: Химия, 1966. – 200 с.
22. Леворсен А. Геология нефти и газа. – Москва: Мир, 1970. – 640 с.
23. Логинов Б. В., Малышев Л. Г., Гарифуллин Ш. С. Руководство по кислотным обработкам скважин. – М.: Недра, 1966. – 219 с.
24. Маскат М. Физические основы технологии добычи нефти. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 608 с.
25. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005.
26. Наметкин С. С. Химия нефти. – М.: Изд. Ан СССР, 1955. – 801 с.
27. Наливайко О. І. Фізика пласта. Фізика нафтового, газового та газоконденсатного пласта (нафтогазова механіка) / Наливайко О.І., Мангура А.М., Наливайко Л.Г. / Навчальний посібник. / –Полтава: ПолтНТУ, 2016 р.–320 с.
28. Мангура А.М. Методичні вказівки для виконання лабораторних робіт з дисципліни «Буріння нафтових і газових свердловин» для студентів напряму підготовки «185-Нафтогазова інженерія та технології»/-П.: ПолтНТУ, 2018.–26с.
29. Наливайко О.І. Методика виконання лабораторних робіт із фізики нафтового, газового та газоконденсатного пласта: навчально-методичний посібник. / Мангура А.М., Наливайко О.І. / – Полтава: ПолтНТУ, 2012. – 58 с.
30. Наливайко О. І. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт із дисципліни «Технологія видобування нафти» для студентів всіх форм навчання напрямів підготовки 6.050304 «Нафтогазова справа» та 6.040103 «Геологія». – Полтава: ПолтНТУ, – 2016. – 32 с.

31. Резинков А. А., Муликовская Е. П., Соколов И. Ю. Методы анализа природных вод. – М.: Недра, 1970. – 488 с.
32. Рождерс В. Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей. – М.: Недра, 1967. – 392 с.
33. Справочная книга по добыче нефти под редакцией доктора технических наук Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
34. Сургучев М. Л., Горбунов А. Т., Забродин Д. П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

ДОДАТОК 1 (довідковий)

Таблиця – Розчинність деяких речовин у воді

ТАБЛИЦЯ РОЗЧИННОСТІ РЕЧОВИН У ВОДІ																
	H ⁺	Li ⁺	K ⁺	Na ⁺	NH ₄ ⁺	Ba ²⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Al ³⁺	Cr ³⁺	Fe ²⁺	Fe ³⁺	Zn ²⁺	Ag ⁺	Pb ²⁺	Cu ²⁺
OH ⁻		Р	Р	Р	Р	Р	М	Н	Н	Н	Н	Н	Н	–	Н	Н
F ⁻	Р	М	Р	Р	Р	М	Н	Н	М	Р	Н	Н	Р	Р	Н	Н
Cl ⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Н	М	Р
Br ⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Н	М	Р
I ⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	–	Р	Н	Н	–
S ²⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	–	–	–	–	Н	–	Н	Н	Н	Н
SO ₃ ²⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Н	Н	М	–	–	Н	–	М	Н	Н	–
SO ₄ ²⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Н	М	Р	Р	Р	Р	Р	Р	М	Н	Р
NO ₃ ⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
NO ₂ ⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	М	Р	Р
PO ₄ ³⁻	Р	Н	Р	Р	Р	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н
CO ₃ ²⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Н	Н	Н	–	–	Н	–	Н	Н	Н	–
CH ₃ COO ⁻	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	–	Р	Р	–	Р	Р	Р	Р
SiO ₃ ²⁻	Н	–	Р	Р	–	Н	Н	Н	–	–	Н	–	Н	–	Н	Н

Р – розчиняється (> 1 г в 100 г Н₂O) **М** – мало розчиняється (от 0,1 г до 1 г в 100 г Н₂O)
– – розкладається водою або не існує **Н** – не розчиняється (< 0,1 г в 100 г Н₂O)

Дані наведені для розчинності за 20°C

ДОДАТОК 2 (довідковий)

Таблиця – В'язкість і щільність прісної води при різних температурах

°C	μ	°C	μ	°C	μ	°C	μ	°C	μ
0	1,792	11	1,271	22	0,958	33	0,752	60	0,469
1	1,731	12	1,236	23	0,936	34	0,737	65	0,436
2	1,673	13	1,203	24	0,914	35	0,722	70	0,406
3	1,619	14	1,171	25	0,894	36	0,709	75	0,379
4	1,568	15	1,140	26	0,874	37	0,693	80	0,357
5	1,519	16	1,111	27	0,855	38	0,681	85	0,336
6	1,473	17	1,083	28	0,836	39	0,668	90	0,317
7	1,428	18	1,056	29	0,818	40	0,656		
8	1,386	19	1,029	30	0,801	45	0,599		
9	1,346	20	1,005	31	0,784	50	0,549		
10	1,307	21	0,981	32	0,768	55	0,507		

Динамічна в'язкість визначається по формулі:

$$\mu = \nu \cdot \rho,$$

де: ρ - щільність нафти,
 ν - кінематична в'язкість.

ДОДАТОК 3
(довідковий)

Таблиця – Щільність прісної води при різних температурах

Температура, °C	Щільність, кг/м ³	Температура, °C	Щільність, кг/м ³
0	999,84	26	996,78
2	999,94	28	996,23
4	999,73	30	995,65
6	999,94	32	995,02
8	999,85	34	994,37
10	999,71	36	993,68
12	999,49	38	992,96
14	999,24	40	992,21
16	998,94	42	991,44
18	998,59	44	990,63
20	998,21	46	989,79
22	997,77	48	988,93
24	997,29	50	988,04

Розрахунок водневого показника (рН) води

$$pH = pK + S + a + V,$$

де: pK – характерна константа (для m – нітрофенолу = 8,33);

S – поправка на солоність (для прісної води $S = 0$, для морської води $S = -0,16$);

a – температурна поправка (температуру заміряють безпосередньо в пробірці);

$V = \lg \frac{1-F}{F}$; F – міра колірності.

Навчальне видання

НАЛИВАЙКО Олександр Іванович

РОМАШКО Олександр Васильович

КАПЦОВА Наталія Іванівна

**ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ ІЗ ФІЗИКИ НАФТОВОГО,
ГАЗОВОГО ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ПЛАСТА**

НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНИЙ ПОСІБНИК

Відповідальний за випуск *В. О. Ткачов*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *О. В. Ромашко*

Дизайн обкладинки *О. І. Наливайко*

Підп. до друку 28.06.2019. Формат 60 × 84/16. Друк цифровий.
Умов. друк. арк. 4,25. Обл.-вид. арк. 6,5. Наклад 50 прим. Зам. №6/01.

Видавець і виготовлювач: ФОП Панов А.М.

Свідоцтво серії ДК № 4847 від 06.02.2015 р.

м. Харків, вул. Жон Мироносиць, 10 оф. 6,

тел. +38(057)714-06-74, +38(050)976-32-87

copy@vlavke.com